



ВОСТСИБЭЛЕКТРОПРОЕКТ

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

664025, г. Иркутск, а/я 112,
тел./факс (3952) 34-19-33, 34-19-37, E-Mail: mail@elproekt-irk.ru
ИНН/КПП 3808226011/380801001

Свидетельство СРО от 05.06.2013 г.
№ П-013-3808226011-05062013-249

Сертификат соответствия № СДС.ТП.СМ.04107-12 от 24.10.2012 г.
ГОСТ Р ИСО 9001-2008, ГОСТ Р ИСО 14001-2007,
ГОСТ 12.0.230-2007, OHSAS 18001:2007

**Филиал ОАО «Тюменьэнерго»
«Урайские электрические сети»**

«ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Подраздел 5.1 Система электроснабжения
Книга 4. Релейная защита.**

Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ

2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4

Том 5.1.4



ВОСТСИБЭЛЕКТРОПРОЕКТ

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

664025, г. Иркутск, а/я 112,
тел./факс (3952) 34-19-33, 34-19-37, E-Mail: mail@elproekt-irk.ru
ИНН/КПП 3808226011/380801001

Свидетельство СРО от 05.06.2013 г.
№ П-013-3808226011-05062013-249

Сертификат соответствия № СДС.ТП.СМ.04107-12 от 24.10.2012 г.
ГОСТ Р ИСО 9001-2008, ГОСТ Р ИСО 14001-2007,
ГОСТ 12.0.230-2007, OHSAS 18001:2007

**Филиал ОАО «Тюменьэнерго»
«Урайские электрические сети»**

«ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Подраздел 5.1 Система электроснабжения
Книга 4. Релейная защита.**

Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ

2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4

Том 5.1.4

Генеральный директор

Технический директор

Главный инженер проекта

Л.А. Берковиц

А.Ю. Рудковский

А.Г. Комельков

2013



СОДЕРЖАНИЕ



Обозначение	Наименование	Стр.
2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.С	Содержание	3
2013/0094-ЭС/П-00-СП	Состав проектной документации	5
2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ	Текстовая часть <u>Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ</u> 1. Введение. 8 2. Краткая характеристика объекта. 9 3. Основные расчеты для РЗА и ПА отходящих ЛЭП и элементов подстанции. 10 3.1. Токи короткого замыкания на стороне 35 кВ. 10 3.2. Потокораспределение мощности по присоединениям 35 кВ. 10 4. Вторичные соединения ПС 110/35/10 кВ Самза. 12 5. Вторичные соединения КРУМ-35 кВ и отходящих ВЛ-35 кВ. 13 5.1. Релейная защита и автоматика ВЛ-35 кВ. 13 5.2. Защита шин КРУМ-35 кВ. 13 5.3. УРОВ-35 кВ. 14 5.4. Измерение и учет по стороне 35 кВ. 14 5.5. РАС по стороне 35 кВ. 14 5.6. ОМП на отходящих ВЛ-35 кВ. 15 5.7. Цепи напряжения РУ-35 кВ. 15 5.8. Требование к трансформаторам тока ВЛ-35 кВ. 15 5.9. Электромагнитная блокировка РУ-35 кВ. 15 6. Система оперативного постоянного тока (СОПТ). 16	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.С

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата
Разраб.		Рассохин			09.13
ГИП		Комельков			09.13
Н.контр.		Засядко			09.13

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	2
 ЗАО "Востсибэлектропроект" г. Иркутск 2013 г.		

Обозначение	Наименование	Стр.
Приложение А 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ Лист 1 Лист 2 Лист 3 Лист 4 Лист 5 Лист 6 Лист 7	7. Противоаварийная автоматика РУ-35 кВ.	17
	8. Расчет проектных уставок РЗА.	18
	9. Ведомость объема оборудования по РЗА, ПА, измерению и учету.	19
	Приложения	
	Задание на проектирование «ПС 110/35/10 кВ Самза» и ПП-35 кВ» (приложение к Договору № 0094-13-Д-П-ПИ на выполнение ПИР от 06.05.2013г).	20
	Графическая часть	
	<u>Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ</u>	
	Электрическая схема сети 35 кВ прилегающей к ПС Самза.	32
	Схема для расчета ТКЗ сети 35 кВ прилегающей к ПС Самза.	33
	Расчетная схема распределение мощностей в сети 35 кВ прилегающей к ПС Самза.	35
	Схема расположения устройств РЗА ПП-35 кВ.	36
	Схема распределения ВЛ-35 кВ по трансформаторам тока и напряжения.	37
	Расположение панелей и шкафов РЗА и ПА в ОПУ.	38
	Расчет проектных уставок РЗА.	39

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата

2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.С

Лист

2

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ:

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
1	2013/0094-ЭС/П-00-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	2013/0094-ЭС/П-00-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
		Раздел 3. Архитектурные решения	
3.1	2013/0094-ЭС/П-00-АР.1	Книга 1. Архитектурные решения	
3.2	2013/0094-ЭС/П-00-АР.2	Книга 2. Архитектурные решения ПП-35 кВ	
		Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.1	2013/0094-ЭС/П-00-КР.1	Книга 1. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.2	2013/0094-ЭС/П-00-КР.2	Книга 2. Конструктивные и объемно-планировочные решения ПП-35 кВ	
	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений		
		Подраздел 5.1 Система электроснабжения	
5.1.1	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.1	Книга 1. Сведения об инженерном оборудовании, содержание технологических решений	
5.1.2	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.2	Книга 2. Часть 1. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет	
5.1.3	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.3	Книга 3. Сведения об инженерном оборудовании, содержание технологических решений ПП-35 кВ	
5.1.4	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ	
5.2	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.2	Подраздел 5.2 Система водоснабжения	
5.3	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.3	Подраздел 5.3 Система водоотведения	

Изм. №

Взам. инв. №


Подпись и дата



Инд. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата

2013/0094-ЭС/П-00-СП

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	3
 ЗАО "Востсибэлектрпроект" г. Иркутск 2013 г.		

Разработал	Зубанов		09.13
ГИП	Комельков		09.13

№ форма	Обозначение	Наименование	Примечание
5.4	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.4	Подраздел 5.4 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
		Подраздел 5.5 Сети связи	
5.5.1	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.1	Книга 1. Телемеханика подстанции и средства связи	
5.5.2	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.2	Книга 2. Телемеханика ПП-35 кВ	
5.5.3	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.3	Книга 3. Автоматизированная система учета электрической энергии	
5.5.4	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.4	Книга 4. Автоматизированная система учета электрической энергии ПП-35 кВ	
5.5.5	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.5	Книга 5. Охранно-пожарная сигнализация. Видеонаблюдение	
5.5.6	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.6	Книга 6. Охранно-пожарная сигнализация ПП-35 кВ	
-		Подраздел 5.6 Система газоснабжения	Не разрабатывается
5.7	2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.7	Подраздел 5.7 Технологические решения	
		Раздел 6. Проект организации строительства	
6.1	2013/0094-ЭС/П-00-ПОС6.1	Книга 1. Проект организации строительства	
6.2	2013/0094-ЭС/П-00-ПОС6.2	Книга 2. Проект организации строительства ПП-35 кВ	
7	2013/0094-ЭС/П-00-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	
8	2013/0094-ЭС/П-00-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
9	2013/0094-ЭС/П-00-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
-		Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	Не разрабатывается
10.1	2013/0094-ЭС/П-00-ЭЭ	Раздел 10.1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	
10.2	2013/0094-ЭС/П-00-БЭО	Раздел 10.2. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	

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

						2013/0094-ЭС/П-00-СП	Лист
							2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства	
11.1	2013/0094-ЭС/П-00-СМ11.1	Книга 1. Строительство ПС 110/35/10 кВ «Самза» с заходом ВЛ 110 кВ.	
11.2	2013/0094-ЭС/П-00-СМ11.2	Книга 2. Строительство ПП-35 кВ на площадке ПС 110/35/10 кВ «Самза»	
11.3	2013/0094-ЭС/П-00-СМ11.3	Книга 3. Перезавод существующих ВЛ 10 кВ на ПС 110/35/10 кВ «Самза»	
11.4	2013/0094-ЭС/П-00-СМ11.4	Книга 4. Работы на смежных объектах других собственников	
	Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами		
12	2013/0094-ЭС/П-00-ОЭ	Оценка экономической эффективности проекта	
13	2013/0094-ЭС/П-00-ПР	Проект рекультивации земельных участков	
14	2013/0094-ЭС/П-00-ВЛ	Решения по перезаводу существующих ВЛ 10 кВ	
15	2013/0094-ЭС/П-00-ИЗ1	Отчёт по инженерным изысканиям. Часть I. Инженерно-геодезические изыскания	
16	2013/0094-ЭС/П-00-ИЗ2	Отчёт по инженерным изысканиям. Часть II. Инженерно-геологические изыскания	

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

						2013/0094-ЭС/П-00-СП	Лист
							3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата		


1. Введение.

Раздел проектной документации разрабатывается на основании:

- Задания на проектирование «ПС 110/35/10 кВ Самза» и ПП-35 кВ» (приложение А);
- Согласованных ОАО «Тюменьэнерго» основных технических решений по релейной защите, автоматики, противоаварийной автоматики, измерению и техническому учету, документ 2013/0094-ЭС/П-00-ОТР2 (архив ЗАО «Востсибэлектропроект»);

Данным разделом разрабатываются проектные решения:

- Обеспечение надежной защитой отходящих ВЛ-35 кВ;
- Автоматика управления коммутационными аппаратами ВЛ-35 кВ;
- Измерения электрических параметров и технический учет работы электрооборудования 35 кВ.

Взам. инв. №	Подпись и дата							2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ			
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.						09.13		П	1	12
	ГИП						09.13		 ЗАО "Востсибэлектропроект" г. Иркутск 2013 г.		
	Н.контр.						09.13				

2. Краткая характеристика объекта.

Строительство подстанции 110/35/10 кВ Самза производится в непосредственной близости от действующей подстанции 110/10 кВ Самза. При вводе в работу проектируемой ПС, действующая ПС 110/10 кВ Самза – демонтируется.

ПС 110/10 кВ Самза включается отпайкой (660 метров) от двухцепной ВЛ-110 кВ «ПС Картопля – ПС Вандмтор с отпайками на ПС Зеленоборская, ПС Самза, ПС Альфа, ПС Ун-Юган».

ПС 220 кВ Картопля имеет связь с энергосистемой ОАО «Тюменьэнерго». Расстояние по ВЛ-110 кВ между ПС Картопля и ПС Самза составляет 61,5 километра.

ПС 220 кВ Вандмтор имеет связь с энергосистемой ОАО «Тюменьэнерго». Расстояние по ВЛ-110 кВ между ПС Вандмтор и ПС Самза составляет 72 километра.

Нагрузка 10 кВ (4 фидера ВЛ-10 кВ) переводится со старой ПС на новую.

От новой ПС с КРУМ-35 кВ отходит двухцепная ВЛ-35 кВ «ПС Самза – ПС Юбилейная с отпайкой на ПС Тугровская». Общая протяженность ВЛ-35 кВ составляет 20 километров.

На ПС Самза устанавливаются два трансформатора (Т1 и Т2) 110/35/10 кВ с мощностью 16 МВ*А. Трансформаторы комплектуются устройствами РПН, позволяющие регулировать напряжение в сети с диапазоном ± 9 ступеней по 1,78%.

По стороне 35 кВ производится балансовое разграничение на зажимах спусков отходящих ВЛ-35 кВ к ЛР-35 кВ ПС Самза.

По стороне 10 кВ производится балансовое разграничение по выходным изоляторам из КРУМ-10 кВ ВЛ-10 кВ между ОАО «Тюменьэнерго» и абонентами (потребителями) электроэнергии по напряжению 10 кВ. РУ-10 кВ выполняется закрытым комплектным распределительным устройством модульного типа (КРУМ -10 кВ). От КРУМ-10 кВ отходят четыре ВЛ-10 кВ.

ПС 110 кВ Самза не имеет оперативного дежурного персонала. Оперативное обслуживание подстанции осуществляется оперативной выездной бригадой Советского РЭС филиала ОАО «Тюменьэнерго» Урайские Электрические Сети.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата

2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ

Лист

2

3. Основные расчеты для РЗА и ПА отходящих ЛЭП и элементов подстанции.

3.1. Токи короткого замыкания.

Выполнены расчеты токов короткого замыкания (ТКЗ) для расчета проектных (ориентировочных) уставок устройств РЗА и ПА.

Расчеты токов КЗ проводились в программном комплексе «ТКЗ-3000». Схема замещения прилегающей к ПС Самза сети 35 кВ составлена на основании чертежа настоящего тома 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 1.

Расчетная схема с результатами расчетов представлена чертежом настоящего тома 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 2.

Расчетные токи КЗ приведены в таблицах 3.1, 3.2

Таблица 3.1. Расчетные токи КЗ в максимальном режиме.

Узел	Ток КЗ в узле, кА		Ветвь	Ток КЗ в ветви, кА	
	КЗ 3ф	КЗ 1ф		КЗ 3ф	КЗ 1ф
Шины 110 кВ ПС Самза	3,04	2,24	ВЛ-110 кВ со стороны ПС Картопя	1,51	1,14
			ВЛ-110 кВ со стороны ПС Вандмтор	1,53	1,09
Шины 35 кВ ПС Самза	1,95	---	Ввод 110 кВ трансформатора ПС Самза	0,78	---
Шины 35 кВ ПС Туг-ровская	1,41	---	Ввод 110 кВ трансформатора ПС Самза	0,56	---
Шины 35 кВ ПС Юбилейная	1,17	---	Ввод 110 кВ трансформатора ПС Самза	0,47	---

Таблица 3.2. Расчетные токи КЗ в минимальном режиме.

Узел	Ток КЗ в узле, кА		Ветвь	Ток КЗ в ветви, кА	
	КЗ 3ф	КЗ 1ф		КЗ 3ф	КЗ 1ф
Шины 110 кВ ПС Самза	2,34	1,78	ВЛ-110 кВ со стороны ПС Картопя	1,14	0,9
			ВЛ-110 кВ со стороны ПС Вандмтор	1,20	0,89
Шины 35 кВ ПС Самза	1,52	---	Ввод 110 кВ трансформатора ПС Самза	0,44	---
Шины 35 кВ ПС Туг-ровская	1,09	---	Ввод 110 кВ трансформатора ПС Самза	0,31	---
Шины 35 кВ ПС Юбилейная	0,9	---	Ввод 110 кВ трансформатора ПС Самза	0,47	---

3.2. Потокораспределение мощности по присоединениям.

Выполнены расчеты распределение мощности для расчета проектных (ориентировочных) уставок устройств РЗА и ПА.

Расчеты потокораспределения проводились в программном комплексе «Mustang».

Расчетная схема с результатами расчетов представлена чертежом настоящего тома 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 3.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Расчет выполнялся в максимально утяжеленном режиме с отключением в сети 110 кВ одной цепи ВЛ-110 кВ «ПС Картопля – ПС Вандмтор», с отключением в сети 35 кВ одной цепи ВЛ-35 кВ ПС Самза – ПС Юбилейная».

Расчетные значения распределения мощностей приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Расчетные значения распределения мощностей.

Ветвь	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВр	tgY	Коэффициент загрузки
Ввод 110 кВ трансформатора 16 МВА ПС Самза	+16,4	+4,96	0,32	0,96
Ввод 35 кВ трансформатора 16 МВА ПС Самза	+17,5	+3,4	0,20	1.04
Ввод 10 кВ трансформатора 16 МВА ПС Самза	+1,1	+0,2	0,25	0,07
ВЛ-35 кВ со стороны ПС Самза	+16,3	+4,3	0,27	0,57
Обобщенная нагрузка 10 кВ со стороны ПС Самза	+1,2	+0,4	0,4	---

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

4. Вторичные соединения ПС 110/35/10 кВ Самза.

Схема расположения устройств РЗА ПП-35 кВ представлена чертежом 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 4.

Релейная защита и автоматика данного объекта подразделяется на два подобъекта:

1. РЗА ОАО «Тюменьэнерго»:
- Защита оборудования 110 кВ, включая трансформаторы 110/35/10 кВ с вводами 35/10 кВ;
 - Защита оборудования 35 кВ;
 - Защита оборудования 10 кВ, включая отходящие фидера 10 кВ.

2. РЗА ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь":

- Защита отходящих ВЛ-35 кВ.

Решения по РЗА ОАО "Тюменьэнерго" рассмотрены в книге 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.2.

Проектной документацией выполнены необходимые расчеты ориентировочных уставок для подтверждения правильности выбора устройств релейной защиты и автоматики, а также для дальнейшего расчета уставок службой, эксплуатирующей данные устройства, для пуско-наладочных работ. Расчеты проектных уставок выполнены чертежом 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 7.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

5. Вторичные соединения КРУМ-35 кВ и отходящих ВЛ-35 кВ.Схема распределения ВЛ-35 кВ по трансформаторам тока и напряжения 35 кВ представлена чертежом 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 5.

5.1. Релейная защита и автоматика ВЛ-35 кВ.

Защита ВЛ-35 кВ осуществляется устройствами:

- Шкаф ШЭ 2607 171 производства ООО НПП «ЭКРА»;

В ШЭ 2607 171 реализуется защита ВЛ-35 кВ и резервирование защит трансформаторов 35/10 кВ на ПС Тугровская, ПС Юбилейная.

Кроме того шкаф осуществляет автоматику управления выключателем 35 кВ.

Таблица 5.1. Шкаф защиты и автоматики ШЭ 2607 171

Функция	Назначение	Входной сигнал	Выходной сигнал
Терминал БЭ 2502 А01			
Отсечка	Быстродействующая защита выключателя 35 кВ и части ВЛ-35 кВ	3х фазный ток В-35 кВ.	Отключение В-35 кВ; Пуск УРОВ 35 кВ; Аварийный сигнал
МТЗ	Защита ВЛ-35 кВ; Резервирование защиты трансформаторов на ПС с противоположной стороны ВЛ-35 кВ		
МТЗ для ЛЗШ	Элемент в быстродействующей логической защиты шин (секции) 35 кВ		При срабатывании блокирующий сигнал в схему ЛЗШ (блокировка вышестоящего МТЗ)
УРОВ В-35 кВ	Устройство резервирования отказа собственного выключателя	3х фазный ток В-35 кВ Замкнутый выключатель	Отключение ввода 35 кВ; Аварийный сигнал
Автоматика управления выключателем 35 кВ	Схема управления выключателем 35 кВ; Контроль исправности выключателя 35 кВ	Ключ управления или команды телеуправления; Сигналы внешних защит; Сигналы от датчиков контроля элегазового выключателя	Команда "включить" или "отключить" выключатель; Предупредительный сигнал
АПВ	Автоматическое повторное включение	Отключенный выключатель; Отсутствие запрета от защит шин 35 кВ	Включение В-35 кВ; Сигнал «АПВ»

5.2. Защита шин КРУМ-35 кВ.

Защита шин 35 кВ осуществляет логической защитой шин реализованной в шкафах (терминалах) защит присоединений 35 кВ. Учитывается, что питание ПС 110 кВ Самза со стороны ВЛ-35 кВ исключено. Таким образом, реализуется полноценная защита шин. Установка дифференциальной защиты шин не требуется.

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

От дуговых замыканий в ячейках КРУМ-35 кВ применяется защита на базе ОВОД-МД на основе оптико-волоконных датчиков.

Защита шин КРУМ-35 кВ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

5.3. УРОВ-35 кВ.

УРОВ выключателей 35 кВ осуществляется индивидуально собственными терминалами защит с контролем тока и контролем включенного положения выключателя.

При отказе выключателя 35 кВ выдается команда на отключение ввода 35 кВ или СВ-35 кВ.

При отказе выключателя ввода 35 кВ отключается трансформатор Т1 (Т2).

При отказе терминала защит и в следствии отказе ИУРОВ отключение ввода осуществляется защитами ввода 35 кВ.

УРОВ-35 кВ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

5.4. Измерение и учет по стороне 35 кВ.

Измерение и учет по стороне 35 кВ распределено:

1. Щитовые приборы на панелях управления.

Организация измерений щитовыми приборами по стороне 35 кВ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

- ## 2. Телеизмерения и интегральные измерения.

Выполняются телеизмерения трехфазных токов, активной и реактивной мощностей по стороне 35 кВ с помощью преобразователей АЕТ 311 и трехфазных напряжений 35 кВ с помощью преобразователей АЕТ 111.

Интегральные измерения (технический учет) выполнен на счетчиках СЭТ-4ТМ.03М.

Решения по телемеханики ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" рассмотрены в книге 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.2.

- ### 3. Коммерческий учет.

Счетчики коммерческого учета (СЭТ-4ТМ.03М) установлены на вводах 35 кВ трансформаторов Т1 и Т2 (АСУЭ ООО «Тюменьэнерго»), отходящих ВЛ-35 кВ (АСУЭ ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь")

Решения по АСУЭ ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" рассмотрены в книге 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.4.

5.5. РАС по стороне 35 кВ.

Установка отдельного регистратора аварийных событий на стороне 35 кВ ПС Самза не требуется.

Регистрация аварийных событий производится цифровыми терминалами защит присоединений 35 кВ в шкафах защит (зона ответственности ОАО «Тюменьэнерго»).

Взам. инв. №	Сибирь") Решения по АСУЭ ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" рассмотрены в книге 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.5.4.							
Подпись и дата	5.5. РАС по стороне 35 кВ. Установка отдельного регистратора аварийных событий на стороне 35 кВ ПС Самза не требуется. Регистрация аварийных событий производится цифровым терминалами защит присоединений 35 кВ в шкафах защит (зона ответственности ОАО «Тюменьэнерго»).							
Инв. № подл.							2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ	Лист
								7
	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата		

5.6. ОМП на отходящих ВЛ-35 кВ.

Для определения места повреждения на воздушных линиях 35 кВ, и для дополнительной регистрации аварийных событий на ВЛ-35 кВ устанавливается ЦРАП с функциями ОМП типа «ПАРМА РП4.11».

ЦРАП планируется установить на ОПУ в панелях управления ВЛ-35-1 и ВЛ-35-2.

5.7. Цепи напряжения РУ-35 кВ.

Цепи напряжения 35 кВ организуются в соответствии с типовыми решениями 407-03-484.87 «Схема вторичных цепей трансформаторов напряжения», Энергосетьпроект, г. Москва 1989г. Цепи напряжения от ТН-1-35 и от ТН-2-35 защищены автоматическими выключателями и взаиморезервируемые.

Цепи напряжения 35 кВ для АСУЭ организуются в соответствии с требованиями к коммерческому учету.

Трансформатор напряжения выбран с учетом требований МИ 3023-2006 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения»

Применен трансформатор напряжения, типа ЗОНЛЭ.06-35, производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока».

Организация цепей напряжения 35 кВ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

5.8. Требование к трансформаторам тока ВЛ-35 кВ.

На ВЛ-35 кВ устанавливаются трансформаторы тока:

- Литой трансформатор тока типа ТЛК-35-2;

Таблица 5.2. Выбор параметров трансформатора тока ТЛК-35-2 (ВЛ-35 кВ)

Расчетные данные			Каталожные данные					
$S_{приб}, В\cdot А$	$r_{расч. факт}, Ом$	жила медь, мм ² / $L_{расч}, м$	$S_{НОМ}, В\cdot А$	$r_2, Ом$	Ктт	класс точности	$K_{БНОМ}$	$K_{НОМ}$
1И								
0,2	0,49	4/100	15	0,6	400/5	0,5S	10	-
2И								
0,4	0,49	4/100	15	0,6	400/5	0,5	10	-
3И								
2	0,57	4/100	20	0,6	400/5	5P	-	10
4И								
2	0,57	4/100	20	0,6	400/5	5P	-	10

5.9. Электромагнитная блокировка РУ-35 кВ.

Электромагнитная блокировка РУ-110 кВ и РУ-35 кВ совмещена.

Организация ЭМБ 110/35 кВ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

6. Система оперативного постоянного тока (СОПТ).

С учетом необходимости установки сложных цифровых микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на ПС ПС 110 кВ Самза в соответствии с Нормами технологического проектирования данным проектом предусматривается постоянный оперативный ток.

Питание оперативных цепей на напряжение 220В постоянного тока предусматривается от двух аккумуляторных батарей и двух щитов постоянного тока.

Потребителями оперативного тока на подстанции являются:

- Релейная защита и автоматика расположенная в ОПУ, КРУМ-10 кВ, КРУМ-35 кВ (Рном =8,84 кВт);
- Центральная сигнализация (Рном =0,75 кВт);
- Аварийное освещение (Рном =0,75 кВт)

Суммарное потребление оперативного тока составляет 10,34 кВт.

Для питания собственных нужд постоянного тока проектом предусмотрена установка щита постоянного тока производства ООО НПП «ЭКРА».

Организация системы ОПТ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

Решения по СОПТ рассмотрены в книге 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.2.

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

							2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ	Лист
								9
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

7. Противоаварийная автоматика РУ-35 кВ.

На ПС 110 кВ Самза организуется локальная противоаварийная автоматика с применением схемы АЧР и ЧАПВ на стороне 35 и 10 кВ.

Таблица 7.1. АЧР и ЧАПВ на стороне 35 кВ

Присоединение	Мощность нормального режима, МВт	Отключение			Включение	
		Степень АЧР	Частота, Гц	Тср, с	Частота, Гц	Тср, с
ВЛ-35 кВ Тугров- ская 1	4	1	47,5	0,15	49,9	10
ВЛ-35 кВ Тугров- ская 2	4	2	48,5	50	49,9	30

Организация противоаварийной автоматики на стороне 35 кВ в зоне ответственности ОАО «Тюменьэнерго».

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

8. Расчет проектных уставок РЗА.

Расчет проектных уставок выполнен чертежом 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 7.

Проектные уставки рассчитаны для РЗА присоединений:

- Отходящие ВЛ-35 кВ.

Расчет уставок выполнен с применением материалов по расчетам токов КЗ (чертеж 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 2) и материалов по расчету режимов сети 35 кВ (чертеж 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ, лист 3).

Проектные уставки рассчитаны для анализа надежности и качества применяемых устройств РЗА, выбранных параметров трансформаторов тока и напряжения.

Расчет уставок для других присоединений КРУМ-35 кВ (ввода 35 кВ, СВ-35 кВ) выполнен в книге 2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.2

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

9. Ведомость объема оборудования по РЗА, ПА, измерению и учету.

Таблица 9.1. Ведомость объема оборудования по РЗА, ПА, измерению и учету.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Завод-изготовитель
Место установки: ОПУ ПС 110 кВ Самза				
1	Регистратор аварийных событий и ОМП ВЛ-35 кВ «Парма» (устанавливается в пан. упр. ВЛ-35кВ)	шт.	2	ООО «ПАРМА»
2	Шкаф защит и автоматики ВЛ-35 кВ ШЭ 2607 171	шт.	2	ООО НПП «ЭКРА»
Место установки: КРУН-35 кВ ПС 110 кВ Самза				
3	Щитовые приборы, светосигнальная аппаратура, переключатели (из расчета - 10 шт. на присоединение)	шт.	20	---
4	Зажимы наборные (из расчета - 100 шт. на присоединение)	шт.	200	ЗАО «ЧЭАЗ»
Кабельная продукция				
5	КВВГЭнг-LS 4x4	км	1	
6	КВВГЭнг-LS 4x2,5	км	0,2	
7	КВВГЭнг-LS 19x1,5	км	0,5	
8	КВВГЭнг-LS 10x1,5	км	0,5	
9	КВВГЭнг-LS 7x1,5	км	0,5	
10	Провод ПВ 1x1,5	км	0,01	
11	Провод ПВ 1x2,5	км	0,01	
12	Металлорукав РЗ-ЦХ-25	км	0,01	Завод низковольтных устройств

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ТЧ

Лист

12

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
------	--------	------	------	---------	------

ПРИЛОЖЕНИЕ А
на 12 страницах

Задание на проектирование «ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35кВ»

1. Основание для проектирования.

- 1.1 Инвестиционная программа ОАО «Тюменьэнерго» на 2012 – 2017 года.
- 1.2 Соглашение о взаимодействии по реализации мероприятий энергетических компаний для обеспечения надёжного электроснабжения и создания условий по присоединению к электрическим сетям потребителей Тюменской области, ХМАО–Югры, ЯНАО.
- 1.3 Договор на технологическое присоединение с ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» № 22/40-12/12с4169 от 27 ноября 2012г.
- 1.4 Основные нормативно-технические документы, определяющие требования к проекту:
 - Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009;
 - Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008;
 - Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех. РД 34.20.116-93;
 - Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;
 - Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. СТО 56947007-29.120.40.041-2010;
 - Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения. СТО 56947007-29.120.40.093-2011;
 - Протокол Международной электротехнической комиссии (МЭК) IEC 60870-5-101 или IEC 60870-5-104;
 - Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждённые приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.03;
 - Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.08г. «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики»;
 - Стандарт «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования СТО 59012820.29.240.001-2011;
 - Основные положения. Информационно измерительные системы. Метрологическое обеспечение. СО 153-34.0-11-117-2001;
 - Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения. ГОСТ Р 8.596-2002;
 - Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 года «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» с учетом изменений, внесенных Постановлением Правительства РФ № 235 от 13.04.2010г. и № 73 от 15.02.2011г.;
 - Положение о технической политике ОАО «Тюменьэнерго»

Договор филиала
ОАО «Тюменьэнерго»
Уральские электрические
сети

СОГЛАСОВАНО
Секретарь конкурсной комиссии филиала
ОАО «Тюменьэнерго»
Уральские электрические сети

- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- Корпоративные требования к информационной системе ОАО «Тюменьэнерго» 001.КС.102.-С-ПД 02.0-0.М-06;
- Решение Технического совета ОАО «Тюменьэнерго» от 01.07.11г. на тему: «Диагностика основного электротехнического оборудования электрических сетей напряжением до 220 кВ».
- Решение Технического совета ОАО «Тюменьэнерго» от 21.07.08г. на тему: «Опыт эксплуатации электромагнитной блокировки (ЭМБ) подстанций на базе контроллеров, микропроцессорной базе, реконструкция существующих схем ЭМБ».
- Решение Технического совета ОАО «Тюменьэнерго» от 11.03.10г. на тему: «Вопросы комплексной защиты объектов ОАО «Тюменьэнерго». Повышение уровня защищённости объектов путём усиления инженерно-технической укреплённости (периметровое ограждение, охранная сигнализация, видеонаблюдение, охранное освещение)».
- СТО 05770629.11/3.001-2012 «Стандарт организации о технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «Тюменьэнерго» в редакции от 14.02.2012г. №66.
- Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» от 20.08.2012г. №484/40 «Об утверждении документации по аттестации оборудования, технологий материалов, и систем в ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК»

2. Вид строительства и стадийность проектирования.

2.1 Вид строительства - новое строительство.

2.2 Стадия проектирования – проектная и рабочая документация.

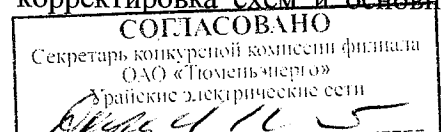
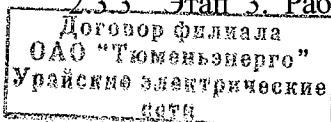
2.3 Проектирование выполнять по этапам:

2.3.1 Этап 1. Проектная документация, содержащая следующие тома:

- Выбор и согласование площадки ПС;
- Комплексные инженерные изыскания на площадке ПС;
- Общая пояснительная записка и основные чертежи;
- Релейная защита отходящих ЛЭП и элементов подстанции, ПА;
- Электротехническая часть;
- Архитектурно-строительная часть, генплан и транспорт, отопление, вентиляция, водопровод и канализация. Сводный сметный расчет. Подъездная автодорога. Расчетное определение ЭМО;
- СОПТ. Защита от перенапряжений;
- Организация эксплуатации ПС. Проект организации строительства;
- Охрана окружающей среды;
- Проект рекультивации;
- АСУ ТП;
- АИИС КУЭ;
- Средства связи и ТМ;
- Сборник спецификаций оборудования;
- ИТМ ГО МЧС;
- Оценка экономической эффективности проекта;
- Работы на смежных объектах иных собственников (по каждому объекту): ПЗ, необходимые разделы в соответствии с составом ПСД, сводный сметный расчет.
- Проектная документация должна содержать раздел «Противопожарные мероприятия и противопожарная защита» (п.1.3 РД 153-34.0-49.101-2003).

2.3.2 Этап 2. Проведение государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий.

2.3.3 Этап 3. Рабочая документация (рабочие чертежи, корректировка схем и основных



- чертежей, разработка сметной документации по рабочим чертежам, составление сводного сметного расчета по рабочей документации, внесение изменений в проектную и рабочую документацию по замечаниям заказчика и др.).
- 2.4 Проектную и рабочую документацию (включая ПСД) по РУ 35 кВ выделить в отдельный том.
3. **Местоположение объекта:** Тюменская область, ХМАО-Югра, Советский район.
4. **Схема включения подстанции:**
- 4.1 ОРУ-110кВ – по схеме 110-4Н ответвлением от ВЛ-110кВ Картопля-Вандмтор 1,2;
5. **Объём проектирования (с выделением отдельными томами):**
- 5.1. **Расчёты:**
- 5.1.1. Выполнить комплекс расчётов нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов работы электрической сети 110-35-10кВ в районе вновь строящейся ПС-110кВ ПС Самза и прилегающей сети 110, 220кВ на год строительства объектов и на перспективу 5 лет с учётом ввода новых объектов, реконструкции существующих объектов и динамики изменения электрических нагрузок (расчеты выполнить на зимний максимум, летний максимум и минимум нагрузок). На основании проведённых расчётов выполнить выбор устанавливаемого оборудования (выключатели, разъединители, ошиновка, ВЧЗ, ТТ и т.п.) 110кВ, 35кВ, 10кВ на ПС Самза, а также пропускную способность проводов питающей ВЛ-110кВ Картопля - Вандмтор на соответствие токам нагрузки. При необходимости предусмотреть усиление сети.
- 5.1.2. Выполнить расчёт токов короткого замыкания на шинах всех классов напряжения ПС 110/35/10кВ Самза на год ввода объекта и на перспективу 5 лет с учётом ввода новых объектов и реконструкции существующих. На основании проведённых расчётов выполнить выбор устанавливаемого оборудования 110кВ, 35кВ, 10кВ ПС Самза.
- 5.2. **Для подстанции:**
- 5.2.1. Номинальные напряжения: ВН – 110кВ; СН – 35кВ; НН – 10кВ.
- 5.2.2. Предусмотреть установку силовых трансформаторов типа ТДТН – 110/35/10кВ мощностью 16 МВА. Комплектацию трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10кВ принять согласно опросного листа, согласованного заказчиком.
- 5.2.3. В случае применения трансформаторов из резерва ОАО «Тюменьэнерго (б/у), предусмотреть выполнение предэксплуатационной ревизии трансформаторов с заменой в/в вводов и привода РПН. замену контакторов, шиберов, резиновых уплотнений, маслоуказателей типа МС, замену газовых и струйных реле.
- 5.2.4. Конструктивное исполнение подстанции – КТПБ -110/35/10кВ. Завод-изготовитель выбрать на стадии проектирования, предварительно согласовав с заказчиком. Предусмотреть защитный слой щебня на территории подстанции толщиной не менее 10 см. Предусмотреть кольцевые проезды в ОРУ-110кВ. Освещение площадки ПС, ОРУ-110кВ выполнить светодиодными светильниками LL-ДКУ.
- 5.2.5. Тип схемы распределительных устройств и тип устанавливаемого оборудования:
- ОРУ-110кВ – выполнить по схеме «110-4Н» (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). Предусмотреть свайный фундамент под вновь монтируемое оборудование – приемные порталы, линейный разъединитель, шинный разъединитель, выключатели 110 кВ, разъединители ремонтной перемычки. В ячейках трансформаторов, ремонтной перемычки предусмотреть выключатели 110 кВ типа ВГТ-110, разъединители РГНП-110-1000ХЛ1 с моторным приводом главных ножей и ручным заземляющих, ОПН 110, предусмотреть установку датчиков для измерения токов утечки ОПН-110кВ под рабочим напряжением. Предусмотреть площадки обслуживания приводов выключателей (конструкцию согласовать с заказчиком).
 - РУ-35кВ - схема «35-9» (одна рабочая, секционированная выключателем система шин). Проектом предусмотреть установку модульного КРУМ-35кВ вставки ООО

«Таврида Электрик Омск». КРУМ-35кВ укомплектовать: шкафами D-40P, с вакуумными выключателями VD-4 в выкатном исполнении, с литыми антирезонансными трансформаторами напряжения, с литыми трансформаторами тока, разъединителями РГП2-35-II/1000 УХЛ1, устанавливаемыми на модуле здания ЗРУ-35кВ с ограничителями перенапряжения 35кВ. Предусмотреть площадки обслуживания приводов разъединителей РГ2.

- РУ-10кВ – КРУМ-10кВ серии D-12P с выключателями ВВ/TEL, либо аналогичные по схеме «6-1» (две одиночных секционированных выключателем систем шин, количество ячеек уточнить на стадии проектирования и согласовать с заказчиком), антирезонансными трансформаторами напряжения, предусмотреть организацию измерений, расчетного и технического учета электроэнергии и установку датчиков несанкционированного доступа с выводом на звуковую сигнализацию и в систему телемеханики.
 - Предусмотреть компенсацию реактивной мощности в сети 10 кВ с доведением $\tan \phi$ до величины 0,1. Для компенсации реактивной мощности применить модульные установки УКРМ-1-10.
 - Кабельные каналы выполнить из металлоконструкций на стойках со съемными асбоцементными плитами, толщиной не менее 20 мм, с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервирующих кабелей, с применением противопожарной перегородки. Кабельную продукцию применить с изоляцией, не распространяющей горение и удовлетворяющую условиям невозгорания.
- 5.2.6 Маслоприемные устройства трансформаторов выполнить с системой сбора маслосодержащей эмульсии, маслосборником и сигнализацией контроля заполнения. МПУ выполнить согласно п/п 5 п.4.2.69 ПУЭ (7-е изд.) без засыпки щебнем всей площади МПУ. Маслоприемники выполнить металлическими на свайном основании с покрытием эмали марки ПС 1184 по одному слою грунтовки ПС 0203 ТУ 51-16483 с общей толщиной слоя 80 мкм.
- 5.2.7 Предусмотреть оснащение силовых трансформаторов и высоковольтных вводов 110кВ системами мониторинга их состояния под рабочим напряжением.
- 5.2.8 Предусмотреть размещение ОПУ в блочно-модульном здании производства СЭЩ с оконными блоками для естественного освещения. В ОПУ предусмотреть отдельные помещения для, оборудования ТМ и связи, эксплуатирующего и ремонтного персонала, укомплектованные необходимым оборудованием (состав оборудования согласовать с заказчиком). Предусмотреть установку датчиков обнаружения пожара и несанкционированного доступа с выводом на звуковую сигнализацию и в систему телемеханики. Для обогрева ОПУ предусмотреть конвекционные нагреватели, предусмотреть систему автоматического регулирования температуры и передачи температуры в ОПУ в систему ОИК АСДУ. Предусмотреть сплит-системы для зала РЗА, антистатическое покрытие в помещении панелей микропроцессорных устройств. Для освещения помещения ОПУ и ЗРУ 35, 10 кВ предусмотреть светодиодные светильники СПО.
- 5.2.9 Оперативный ток на ПС принять постоянный, напряжением 220В. В системе оперативного постоянного тока (СОПТ) ООО НПП «Экра» применить оборудование: шкаф (с секционированием) распределения оперативного тока (ШРОТ) в количестве 2 шт. с зарядно-выпрямительной системой CORDEX 4,4 кВт (количество определяется расчетом) и стационарные свинцово-кислотные герметичные необслуживаемые аккумуляторные батареи с двумя вводами (тип батарей согласовать с заказчиком). По СОПТ предусмотреть ЗИП. В помещении, где будет размещаться СОПТ применить нетокопроводящие полы и если диапазон колебаний температуры превышает $\pm 5^{\circ}\text{C}$ относительно 20°C , то необходимо использовать термокомпенсацию для АБ и климат-контроль помещения. На стадии проектирования СОПТ и при СМР и ПНР предусмотреть обязательное привлечение шеф - наладчика оборудования ООО НПП «Экра». Общие и дополнительные технические требования к устройствам СОПТ

согласовать с филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Урайские электрические сети на стадии проектирования.

5.2.10 Возможность расширения:

- ОРУ-110кВ, 35кВ – не предусматривать,
- ЗРУ-10кВ – предусмотреть по две резервные ячейки отходящих линий на каждой секции 10кВ;

5.2.11 Оперативную блокировку разъединителей на базе герконовых реле.

5.2.12 Предусмотреть установку герметичных трансформаторов собственных нужд типа ТМГ-10/0,4 (мощность определить проектом) производства ХК «Электрозавод» г. Москва. Подключение трансформаторов собственных нужд выполнить через вакуумные выключатели 10кВ.

5.2.13 Предусмотреть автоматику обогрева приводов, шкафов наружной установки ОРУ-110 кВ, РУ-35кВ, РУ-10 кВ.

5.2.14 Общие требования:

5.2.14.1 Главная электрическая схема с нанесением на ней типами устанавливаемого оборудования и номинальными параметрами вновь устанавливаемого оборудования (номинальный ток, номинальное напряжение, ток отключения, ток термической и динамической стойкости) с пояснительной запиской.

5.2.14.2 Вариант площадки, компоновка, генеральный план.

5.2.14.3 Конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования, в том числе исполнение электрической связи между распределительными устройствами и трансформаторами.

5.2.14.4 Строительные решения. Принять техническое решение по выбору фундаментов под оборудование (в т.ч. приемный портал, разъединители, КРУМ-35,10 кВ) с учетом морозного пучения грунтов и согласовать его с заказчиком.

5.2.14.5 Технические требования к оборудованию (трансформаторы, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧЗ, ТН, СКРМ), в том числе на основе вида обслуживания ПС.

5.2.14.6 Решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в наиболее вероятных режимах, заземление, электромагнитная совместимость, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений:

- Защита от прямых ударов молнии;
- Защита от грозовых и внутренних перенапряжений согласно требований ПУЭ 7-е изд., «Методических указаний по ограничению в т.ч. коммутационных перенапряжений». Выбор типа и мест расстановки ОПН обосновать расчетами. Производитель ОПН ЗАО «Феникс-88» г. Новосибирск;
- Заземление согласно требований ПУЭ 7-е изд. и «Методических указаний по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» РД 34.20.116-93.

5.2.14.7 Схемы молниезащиты и заземления.

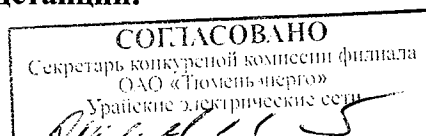
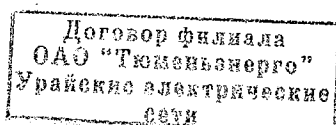
5.2.15 Предусмотреть формирование аварийного запаса, с выделением его отдельной строкой в главе 9 «Прочие работы и затраты» ССР. Номенклатура и объемы определяются проектом с учетом требований установленных норм комплектации аварийного запаса и согласовываются с филиалом ОАО «Тюменьэнерго».

5.3 Технические решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателями (АУВ):

5.3.1 Исходя из расчетов прилегающей сети, типа ПС, типа трансформатора и т.д. обосновать и выполнить выбор необходимого типа и количества устройств РЗА и при необходимости ПА с максимально возможным использованием всех функций микропроцессорных устройств в порядке приоритета в т.ч.:

- Для подстанции схемы «110–4Н» - применить шкафы защит НПП «Экра» в соответствии с «типовыми решениями по применению шкафов серии ШЭ2607 для трансформаторных подстанций».

- Для защиты ошиновки - применить шкафы защит НПП «Экра».
 - Дуговая защита - «ОВОД-М», производства ЗАО «ПРОЭЛ» г.Санкт-Петербург.
 - Шкаф центральной сигнализации - НПП «Экра».
 - Электромагнитная блокировка – ООО «ЦентрЭнергоАвтоматика».
- 5.3.2 Предусмотреть установку устройств АЧР и ЧАПВ в РУ- 35, 10кВ.
- 5.3.3 Схемы организации цепей оперативного тока постоянного и переменного напряжения на проектируемой ПС.
- 5.3.4 В целях повышения надежности и полноценного дублирования основные и резервные защиты (либо два комплекта защит) разделить по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также по возможности по разным трассам.
- 5.3.5 Совмещенная схема распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств РЗА, автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АСУЭ), мониторинга оборудования, включая противоположные концы ВЛ, КЛ.
- 5.3.6 Структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений, АСУ ТП ПС с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС и ТМ.
- 5.3.7 Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, трансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.
- 5.3.8 Расчет уставок для выбранных микропроцессорных устройств РЗА в т.ч. обоснование:
- требуемого количества ступеней резервных защит трансформаторов, места их установки и направленности;
 - алгоритмов АПВ;
 - принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ).
- 5.3.10 Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗ при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения, длительности бестоковой паузы для АПВ и т.п.).
- 5.3.12 Организовать доступ к цифровым устройствам РЗА по каналу связи с организацией рабочего места инженера РЗА в филиале для конфигурирования устройств РЗА и регистрации параметров аварийных событий.
- 5.3.13 Предусмотреть все необходимое оборудование для организации удаленной связи с терминалами релейной защиты.
- 5.3.14 Для измерения электрических величин использовать цифровые контрольно-измерительные приборы производства ОАО «Электроприбор» г. Чебоксары.
- 5.3.15 Общие и дополнительные технические требования к устройствам РЗА тип и количество устройств РЗА согласовать с заказчиком на стадии проектирования.
- 5.3.16 В сметной документации предусмотреть затраты на приобретение программного обеспечения по всему выбранному типу микропроцессорных устройств РЗА.
- 5.4 Основные технические решения по автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) на подстанции:**



- 5.4.1 Оборудование телемеханики - на базе ТМИУС-КП. Не совмещать с аппаратурой электромагнитной блокировки.
- 5.4.2 Протокол передачи телеинформации выполнить в соответствии протокола Международной электротехнической комиссии (МЭК) IEC 60870-5-101 или IEC 60870-5-104.
- 5.4.3 Суммарное время на измерение и передачу телеметрии с энергообъекта в ДЦ - в пределах 2 секунд.
- 5.4.4 Точка сбора информации - ДП РДП Советского РЭС филиала ОАО «Тюменьэнерго» Урайские электрические сети, последующая ретрансляция на ДП ОДС филиала ОАО «Тюменьэнерго» Урайские электрические сети и ДП ЦДС ОАО «Тюменьэнерго».
- 5.4.5 Телеинформация с содержанием метки единого астрономического времени.
- 5.4.6 Преобразователи тока, напряжения, активной и реактивной мощности использовать классом точности не менее 0,5, подключенные к кернам измерительных трансформаторов классом точности не менее 0,5. Используемая марка преобразователей АЕТ 311, ПЦ 6806.
- 5.4.7 Обеспечить получение данных с микропроцессорных устройств РЗА.
- 5.4.8 Перечень передаваемых телепараметров - согласно утвержденному типовому перечню ТИ и ТС ПС 35-220кВ, в соответствии Положения о технической политике ОАО «Тюменьэнерго».
- 5.4.9 Организация рабочего места на подстанции на базе ПК и минимального комплекта ОИК «Диспетчера».
- 5.4.10 Предусмотреть передачу телеметрии по резервному каналу – выделенной для нужд АСУ ТП сети Ethernet с выполнением п. 5.5.3.
- 5.5 Основные организационно-технические решения по автоматизированной системе учета электрической энергии (АСУЭ) на подстанции:**
- 5.5.1. Том АСУЭ разработать в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем», ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания» и РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- 5.5.2. Разработать эксплуатационную документацию в соответствии с требованиями РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- 5.5.3. Том АСУЭ разработать в соответствии с требованиями Стандарта организации ОАО «Тюменьэнерго» СТО 05770629.11/3.001-2012 «О технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «Тюменьэнерго»;
- 5.5.4. Отразить структуру, описание системы АСУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК сетей, ИВК ИД) и каналы передачи данных между всеми уровнями АСУЭ. Предусмотреть включение в АСУЭ всех измерительных комплексов учета электроэнергии подстанции;
- 5.5.5. Описать защиту от несанкционированного доступа к информации на всех уровнях АСУЭ;
- 5.5.6. Предусмотреть использование трансформаторов тока классом точности 0,5S на присоединениях 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ;
- 5.5.7. Предусмотреть использование счетчиков электроэнергии класса точности 0,2S с функцией контроля основных параметров качества электроэнергии на присоединениях 35-110 кВ;
- 5.5.8. Предусмотреть использование счетчиков электроэнергии класса точности 0,5S с функцией контроля основных параметров качества электроэнергии на присоединениях СН и 10 кВ;
- 5.5.9. Предусмотреть в качестве УПСД - «ЭКОМ-3000» модификации Т-С50-М3-В8-Г;
- 5.5.10. Предусмотреть грозозащиту интерфейсов передачи данных RS-485.

Договор филиала
ОАО «Тюменьэнерго»
Урайские электрические
сети

СОГЛАСОВАНО
Секретарь конкурентной комиссии филиала
ОАО «Тюменьэнерго»
Урайские электрические сети

- 5.5.11. Предусмотреть резервное питание приборов учета и УСПД;
- 5.5.12. Предусмотреть ВОЛС в качестве основного канала связи, GSM канал в качестве резервного канала связи передачи данных;
- 5.5.13. Метрологическое обеспечение АСУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002;
- 5.5.14. Предусмотреть разработку и аттестацию методики (метода) измерения (МИ) в установленном порядке в области обеспечения единства измерений. В сводном сметном расчете предусмотреть затраты на разработку и аттестацию МИ.

5.6 Организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации:

- 5.6.1 Предусмотреть установку ВЧЗ 630-0,5У1 на подстанции 2 цепь фаза «В» и на отпайке, опора № 281, 2 цепь фаза «В» в сторону ПС Вандмтор (всего 2 шт.).
- 5.6.2 Организовать два независимых цифровых канала передачи данных (основной и резервный), разнесённых друг с другом географически.
- 5.6.3 Основной канал – с применением ВОЛС.
- 5.6.4 Прокладку ВОК выполнить от проектируемой ПС Самза до точки врезки ВЛ-110 кВ Картопля-Вандмтор, с подключением к проектируемой ВОЛС (Проект ВОЛС Атымья-Вандмтор).
- 5.6.5 Для организации передачи данных предусмотреть расширение комплектов существующей аппаратуры ВОЛС и АТС.
- 5.6.6 Резервный канал передачи запроектировать на аппаратуре ВЧЗ связи ЦВК-16 от ПС Самза до узла связи Советского РЭС.
- 5.6.7 Предусмотреть систему кондиционирования и терморегулирования помещения узла связи.
- 5.6.8 Схему электропитания оборудования связи и АСУ ТП выполнить согласно РД 34.48.152 (рис.7), предоставить заказчику для согласования в начале проектирования.
- 5.6.9 Тип оборудования согласовать с заказчиком на этапе проектирования.
- 5.6.10 Для организации надежного основного канала связи и ТМ предусмотреть приобретение и установку мультиплексоров фирмы «Olencom»: Netring-600С и V4200-9, коммутатора и ПК для организации рабочего места ДЭМ.

5.7 Общие требования:

- 5.7.1 Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АСУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.
- 5.7.2 Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АСУ ТП, систем связи и других систем, включая в том числе:
- 5.7.3 источники бесперебойного питания для связи, АСУЭ и ТМ продолжительностью автономной работы не менее 6 часов, с подключением к шинкам гарантированного питания шкафа СН.
- 5.7.4 Привести предварительный расчет кабельной продукции, необходимой для создания подсистем РЗА, ПА, АСУ ТП и АСУЭ.
- 5.7.5 Раздел «Требования к метрологическому обеспечению АСУЭ, АСУ ТП, ОИК АСДУ»:
- назначение ИИС и сведения об ее использовании в сфере (или вне сферы) государственного метрологического контроля и надзора;
 - сведения об измеряемых величинах и их характеристиках (диапазоне значений, возможных изменениях в процессе измерений);
 - перечни измерительных каналов (далее ИК) и нормы на их погрешности;
 - условия измерений (с учетом протяженности ИК ИИС);
 - условия метрологического обслуживания (отсутствие доступа к входу ИИС, периодическая поверка (калибровка) и т.д.;
 - вторичные измерительные цепи учёта электроэнергии должны быть защищены от несанкционированного доступа.
- 5.7.6 Все средства измерений, входящие в АСУЭ, АСУ ТП, ОИК АСДУ должны иметь сертификат об утверждении типа средств измерений и пройти поверку (калибровку).
- 5.7.7 Измерительные каналы АСУ ТП, ОИК АСДУ должны пройти первичную калибровку

в соответствии СО 153-34.0-11-117-2001.

5.7.8 Охранные мероприятия для подстанций в соответствии с «Правилами по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 05.05.2012 № 458, в том числе:

- установка основного физического ограждения по периметру ПС высотой не менее 2,5 м с учетом дополнительного ограждения;
- установка дополнительного козырькового ограждения из колючей ленты типа «Егоза» по верху основного ограждения диаметром не менее 0,5 метра;
- установка дополнительного ограждения для защиты от подкопа, с заглублением в грунт не менее 0,5 м, в виде бетонированного цоколя или сварной решетки с размером ячейки не более 15 сантиметров;
- дополнительное ограждение следует устанавливать на крышах и стенах одноэтажных зданий, примыкающих к основному ограждению объекта или являющихся составной частью его периметра;
- конструкции ограждений должны быть оптимизированы для установки извещателей (технических средств обнаружения) и изготавливаться во всеклиматическом исполнении;
- установка периметровой сигнализации, совмещенной с системой охранной телевизионной и системой охранного освещения;
- установка охранного освещения на светодиодных светильниках;
- установка пожарной сигнализации с выводом её сигналов в АСУ ТП ПС и ДП РДП СРЭС;
- установка охранной сигнализации в объеме контроля состояния въездных ворот, входных дверей в ОПУ, ЗРУ-35, 10кВ с выводом сигнала на ДП РДП СРЭС и в дом дежурного;
- установка системы охранной телевизионной с передачей видеосигнала на ДП РДП СРЭС и в дом дежурного.

5.7.9 Решения по инженерным системам (противопожарным, водоснабжению и др.).

5.7.10 Раздел «Охрана труда».

5.7.11 Раздел «Охрана окружающей среды», в т.ч.:

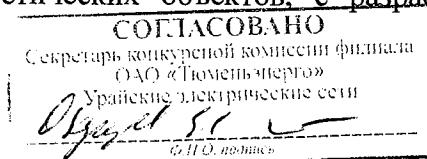
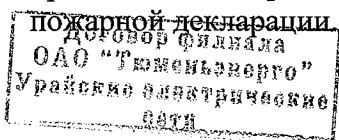
- применение мероприятий, обеспечивающих требуемое снижение воздействия шума на окружающую среду;
- при проектировании ВЛ всех классов напряжения необходимо предусмотреть:
 - применение устройств для отпугивания птиц, предотвращающих их гибель;
 - восстановление нарушенного в процессе строительства и реконструкции почвенного покрова.

5.7.12 При необходимости инженерно-технические вопросы гражданской обороны, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

5.7.13 Разработка отдельного тома ПОС. Проект организации строительства (ПОС) с определением сроков выполнения строительно-монтажных работ, включая график поставки оборудования. В ПОС на период строительства определить снабжение площадки строительства, временного поселка водой, теплом, электроэнергией, связью с определением точек подключения к инженерным сетям.

5.7.14 В начале пояснительной записки, в ПОС и охране окружающей среды максимально отражать назначение объекта (необходимость строительства или реконструкции объекта), место его расположения, мощность, краткую характеристику района строительства и т.д. (Обзорная информация должна быть доступна и понятна при проведении экспертизы проектов).

5.7.15 Противопожарные мероприятия в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов, с разработкой



- 5.7.16 Раздел «Организация эксплуатации».
- 5.7.17 Раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов».
- 5.7.18 Раздел «Эффективность инвестиций». В разделе провести экономический расчёт и оценку экономической эффективности реализации инвестиционного проекта, с учётом капитальных вложений заложенных в расчётах, индексированных в соответствии с индексом цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры. Оценка проводить в двух вариантах: в текущих (базисных) ценах, сложившихся на момент проведения расчётов и в прогнозных ценах (с учётом инфляции). Обязательным условием проведения оценки экономической эффективности проекта является расчёт следующих показателей эффективности инвестиционного проекта: чистый дисконтированный доход, внутренний нормативный доход, срок окупаемости (простой и дисконтированный), индекс доходности, отношение доходы/затраты. В расчётах необходимо использовать ставку дисконтирования 18%.
- 5.7.19 Сметную документацию разработать в уровне цен 2001г. Пересчет в текущие цены выполнить в сводном сметном расчете по рекомендуемым индексам Минрегиона РФ в двух уровнях по состоянию на 4 квартал 2010г. и на момент выдачи сметной документации.
- 5.7.20 Сметную документацию составить в соответствии с «Исходными данными для составления сметной документации по объектам капитального строительства и реконструкции ОАО «Тюменьэнерго» в 2012 году».
- 5.7.21 Сводный сметный расчет выполнить с разделением затрат по собственникам объектов.
- 5.7.22 В проектно-сметной документации предусмотреть затраты на:
- строительные работы в случае необходимости ремонта отдельных участков трассы и пересекаемых коммуникаций негабаритного размера;
 - расширение диспетчерского щита на диспетчерском пункте филиала Урайских электрических сетей;
 - согласование программного обеспечения разных производителей оборудования в части АСУ ТП;
 - затраты на наладку (настройку) верхнего уровня программного обеспечения «ОИК Диспетчер» на диспетчерских пунктах РЭС и ОДС;
 - оформление разрешения на перевозку крупногабаритных тяжеловесных грузов.
- 5.7.23 Работы на смежных объектах, принадлежащих иным собственникам, выделить в отдельные тома (по каждому объекту) с пояснительной запиской, необходимыми разделами в соответствии с составом ПСД и сметной документацией (включая локальные, объектные сметы и сводный сметный расчет). В ССР по выделяемым объектам определить затраты на проектные работы (гл.12 ССР), содержание службы заказчика, строительный контроль (гл.10 ССР). В случае необходимости отвода смежных земельных (лесных) участков, принадлежащих иным собственникам или арендаторам, провести комплекс мероприятий по оформлению земельных (лесных) участков (размежевание, выделение части) в соответствии с п. 5.7.24, 5.7.25, 5.7.26, 5.7.27 настоящего Технического задания.
- 5.7.24 В сметную документацию включить затраты на:
- формирование границ земельных (лесных) участков;
 - согласование и утверждение Акта о выборе земельного участка (в случае отвода в лесном фонде – Проект лесного участка и Акт натурного технического обследования);
 - проведение работ по межеванию, постановке на государственный кадастровый учет и предоставлению земельных (лесных) участков под строительство и эксплуатацию объекта (одновременное оформление под строительство и эксплуатацию

Договор филиала
ОАО «Тюменьэнерго»
Урайские электрические
сети

СОГЛАСОВАНО
Секретарь конкурсной комиссии филиала
ОАО «Тюменьэнерго»
Урайские электрические сети
Окунев С.С.
г. ИО. подпись

осуществляется только в отношении участков лесного фонда);

- выполнение работ по переводу земель или земельных (лесных) участков из одной категории в другую (при необходимости);
- разработку и государственную экспертизу проекта освоения лесов и проекта рекультивации, а также сдачу первичных лесных деклараций в территориальные отделы – лесничества (по землям лесного фонда);
- рекультивацию земельного участка после строительства и сдачу рекультивированных земель собственнику.

5.7.25 В состав проекта включить следующие материалы, выполняемые силами проектной организации:

- формирование границ земельных (лесных) участков;
- согласование и утверждение Акта о выборе земельного участка (в случае отвода в лесном фонде – Проект лесного участка и Акт натурного технического обследования);
- проведение работ по межеванию, постановке на государственный кадастровый учет и предоставлению земельных (лесных) участков под строительство и эксплуатацию объекта (одновременное оформление под строительство и эксплуатацию осуществляется только в отношении участков лесного фонда);
- выполнение работ по переводу земель или земельных (лесных) участков из одной категории в другую (при необходимости);
- разработку и государственную экспертизу проекта освоения лесов и проекта рекультивации, а также сдачу первичных лесных деклараций в территориальные отделы – лесничества (по землям лесного фонда);
- выполнить полный комплекс инженерных изысканий с предоставлением программы изысканий и в соответствии со СНиП 11-02-96.

5.7.26 Предусмотреть перевод фидеров 10 кВ с существующей ПС 110/35/10 кВ Самза питанием от вновь строящегося РУ-10 кВ.

5.7.27 Предусмотреть мероприятия по демонтажу оборудования существующей ПС 110/35/10 кВ Самза, рекультивации земли и сдачи земельного участка администрации Советского района.

5.7.28 Предусмотреть приобретение и установку на объектах ОАО «Тюменьэнерго» оборудования, технологий, материалов и систем, аттестованных в ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с приказом ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» от 20.08.2012г. №484/401 «Об утверждении документации по аттестации оборудования, технологий материалов, и систем в ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК»

5.7.29 В состав проекта включить работы по рекультивации земельного участка после строительства и сдачу некультивированных земель собственнику.

5.7.30 В составе проекта выполнить и утвердить, в соответствии с действующим законодательством, градостроительный план объекта. В отношении линейных объектов выполнить и утвердить проект межевания и проект планировки территории.

5.7.31 Отдельным томом в проектной документации разработать «Состав проекта», в рабочей документации – «Ведомость полного комплекта рабочих чертежей».

6. Особые условия:

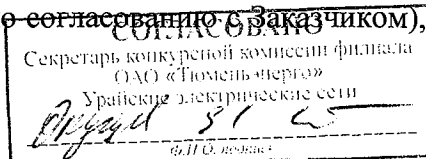
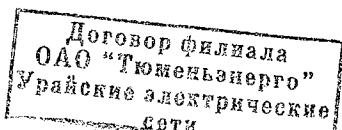
6.1 В проекте учесть «Типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «Тюменьэнерго».

6.2 Документацию по проекту в полном объеме предоставить заказчику в четырех экземплярах на бумажном носителе и в двух в электронном виде на CD или DVD, при этом:

6.2.1 Текстовую информацию предоставить в формате MS Word;

6.2.2 графическую информацию предоставить в формате AutoCAD-7 и MAP-инфо;

6.2.3 сметная документация в формате программы «Гранд Смета» версия 5.5 (Приказ Региональной службы ХМАО по тарифам № 44-нп от 08.07.2011г.) или другая, утвержденная на момент составления СД версия (по согласованию с Заказчиком), и в



соответствии с Исходными данными для составления сметной документации по объектам ОАО «Тюменьэнерго», MS Excel;

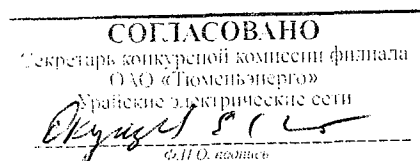
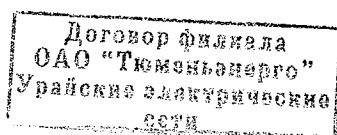
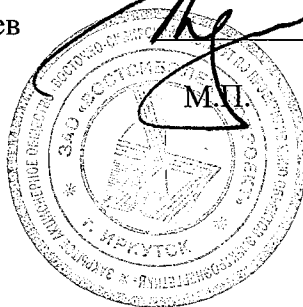
- 6.2.4 дополнительно вся документация должна быть предоставлена в формате PDF, подписанная со стороны разработчика. При этом каждый том выполняется одним файлом.
- 6.3 Новая ПС находится в холодной климатической зоне.
- 6.4 Разработанная проектно-сметная документация является собственностью заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.
- 6.5 Проектная организация получает все необходимые согласования и заключения с Природоохранными органами, ГО и ЧС, Министерства здравоохранения и социального развития РФ.
- 6.6 Проектная организация проводит Государственную экспертизу проектной документации и результатов инженерных изысканий в управлении государственной экспертизы.
- 6.7 Сбор исходных данных осуществляется проектной организацией с выездом на объекты ОАО «Тюменьэнерго» и при необходимости иных собственников.
- 7 **Требования к выделению пусковых комплексов – не требуется**
- 8 **Начало строительства объекта «ПС-110кВ Самза и ПП-35кВ» - в соответствии с договором на выполнение работ.**
- 9 **Срок выполнения проекта - в соответствии с договором на выполнение проектных работ.**
- 10 **Проектная организация, генеральный проектировщик - выбирается на конкурсной основе.**

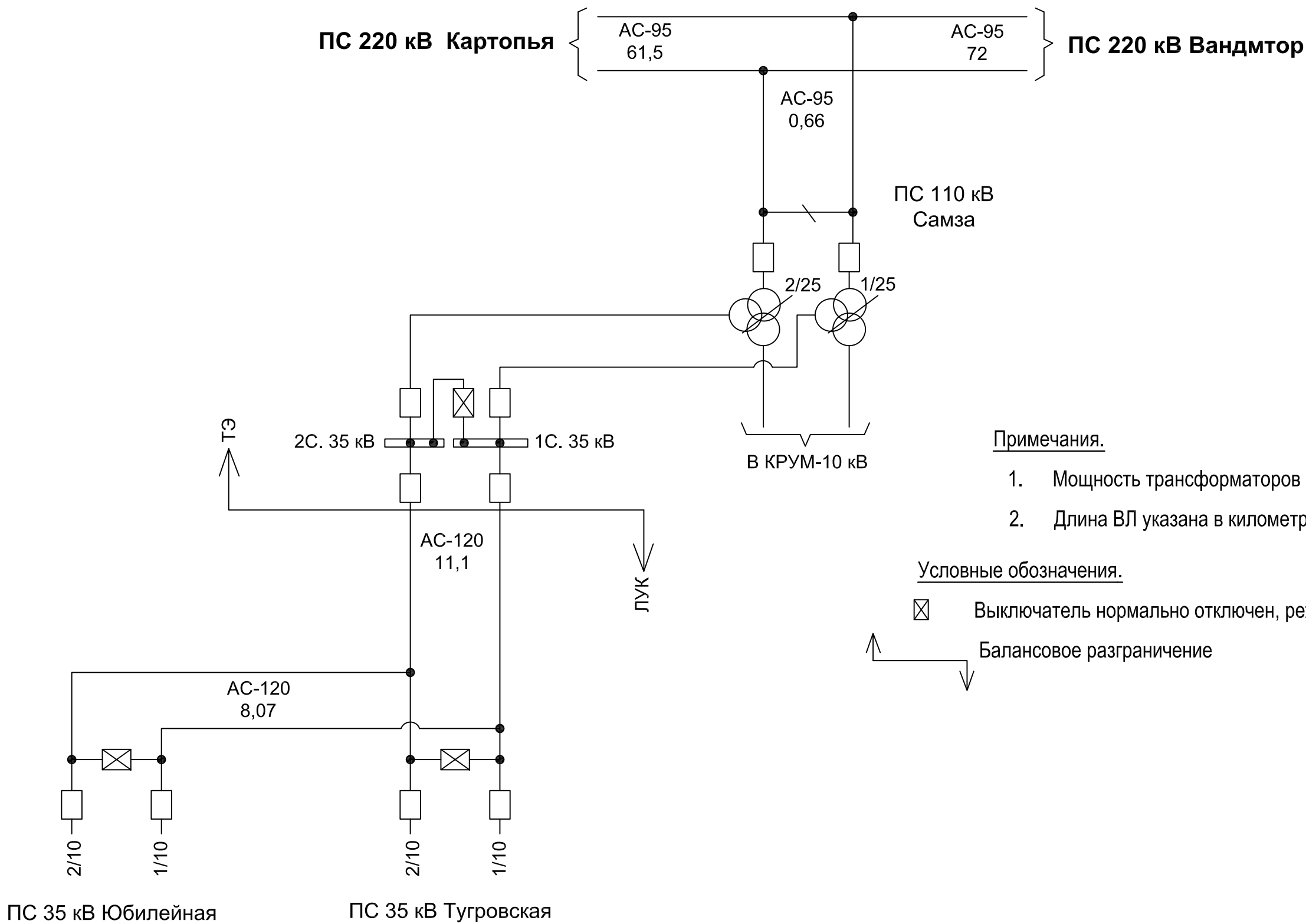
Директор
Филиала ОАО «Тюменьэнерго»
Урайские электрические сети

Генеральный директор
ЗАО «Востсибэлектропроект»

О.К. Белозерцев

Л.А. Берковиц





Примечания.

- 1. Мощность трансформаторов указана в МВ*А;
- 2. Длина ВЛ указана в километрах.

Условные обозначения.

- ☒ Выключатель нормально отключен, режим АВР;
- ↗ ↘ Балансовое разграничение

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






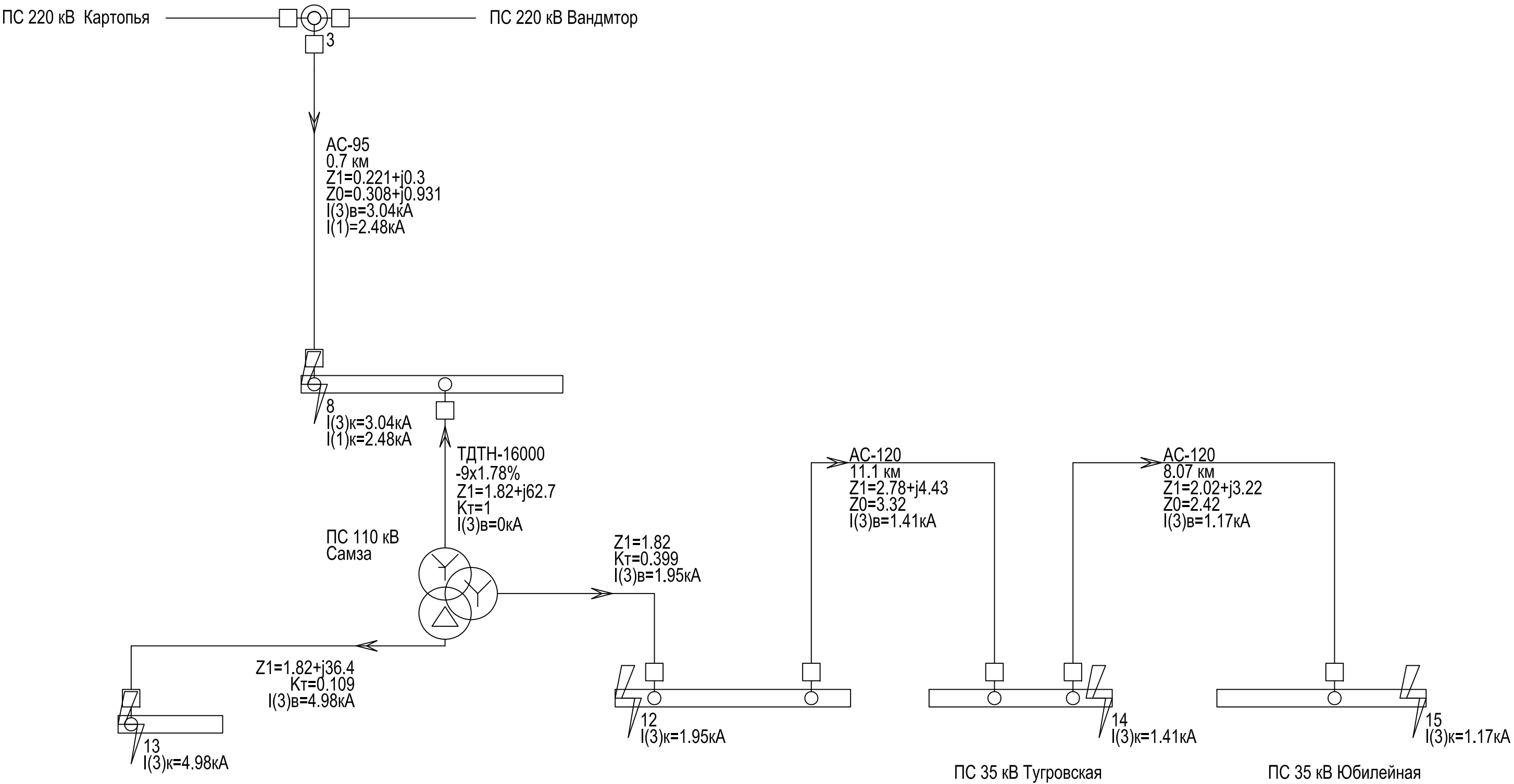

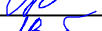


						2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ					
						ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ					
Изм.	Колуч.	Лист	№Док.	Подпись	Дата	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ			Стадия	Лист	Листов
Разработал	Рассохин				09.13				П	1	7
Проверил	Зубанов				09.13						
ГИП	Комельков				09.13						
Н.контроль	Засядко				09.13						
						Электрическая схема сети 35 кВ прилегающей к ПС Самза.				ЗАО «Востсибэлектропроект» г. Иркутск 2013 г.	

Схема для расчета токов КЗ сети 35 кВ в максимальном режиме



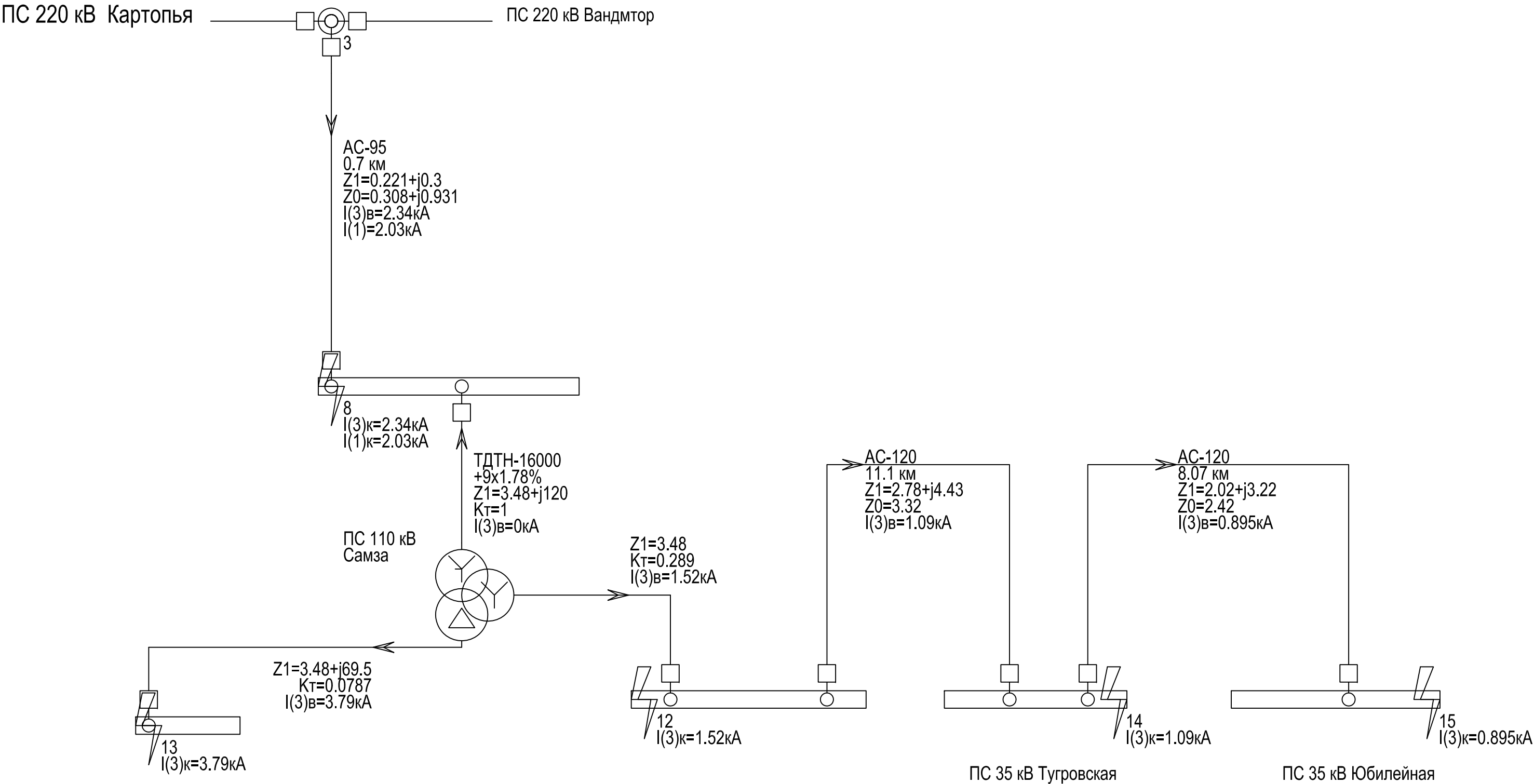
Примечания.

- 1. Уровень токов КЗ приведен к соответствующей ступени напряжения.
- 2. Расчет токов КЗ выполнен для расчета проектных уставок РЗА и ПА.

						2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ						
						ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ						
Изм.	Колуч.	Лист	№Док.	Подпись	Дата							
Разработал	Рассохин				09.13	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ		Стадия	Лист	Листов		
Проверил	Зубанов				09.13			П	2			
ГИП	Комельков				09.13							
Н.контроль	Засядко				09.13	Схема для расчета ТКЗ сети 35 кВ прилегающей к ПС Самза.			ЗАО «Востсибэлектропроект» г. Иркутск 2013 г.			

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

Схема для расчета токов КЗ сети 110 кВ и 35 кВ в минимальном режиме

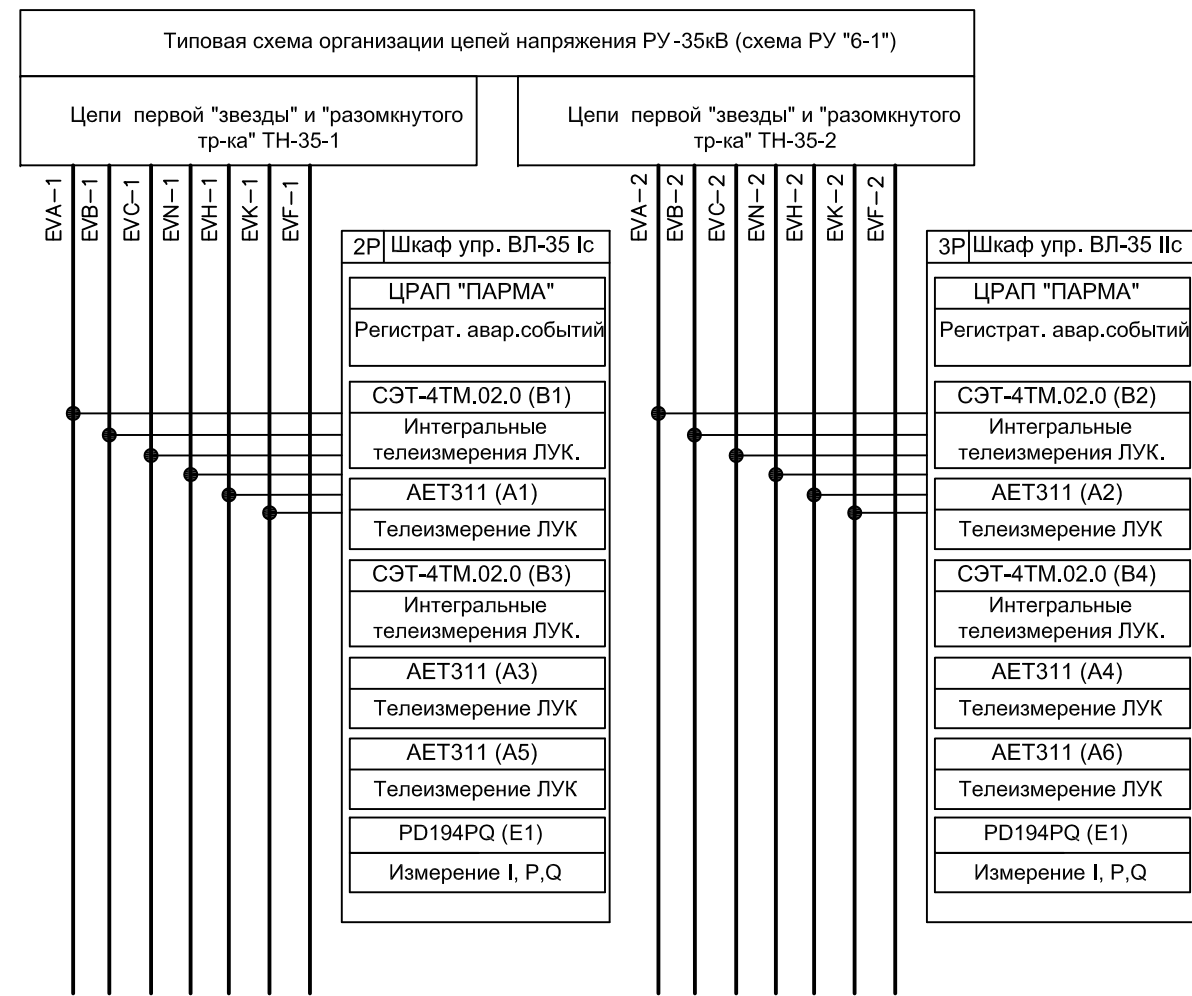
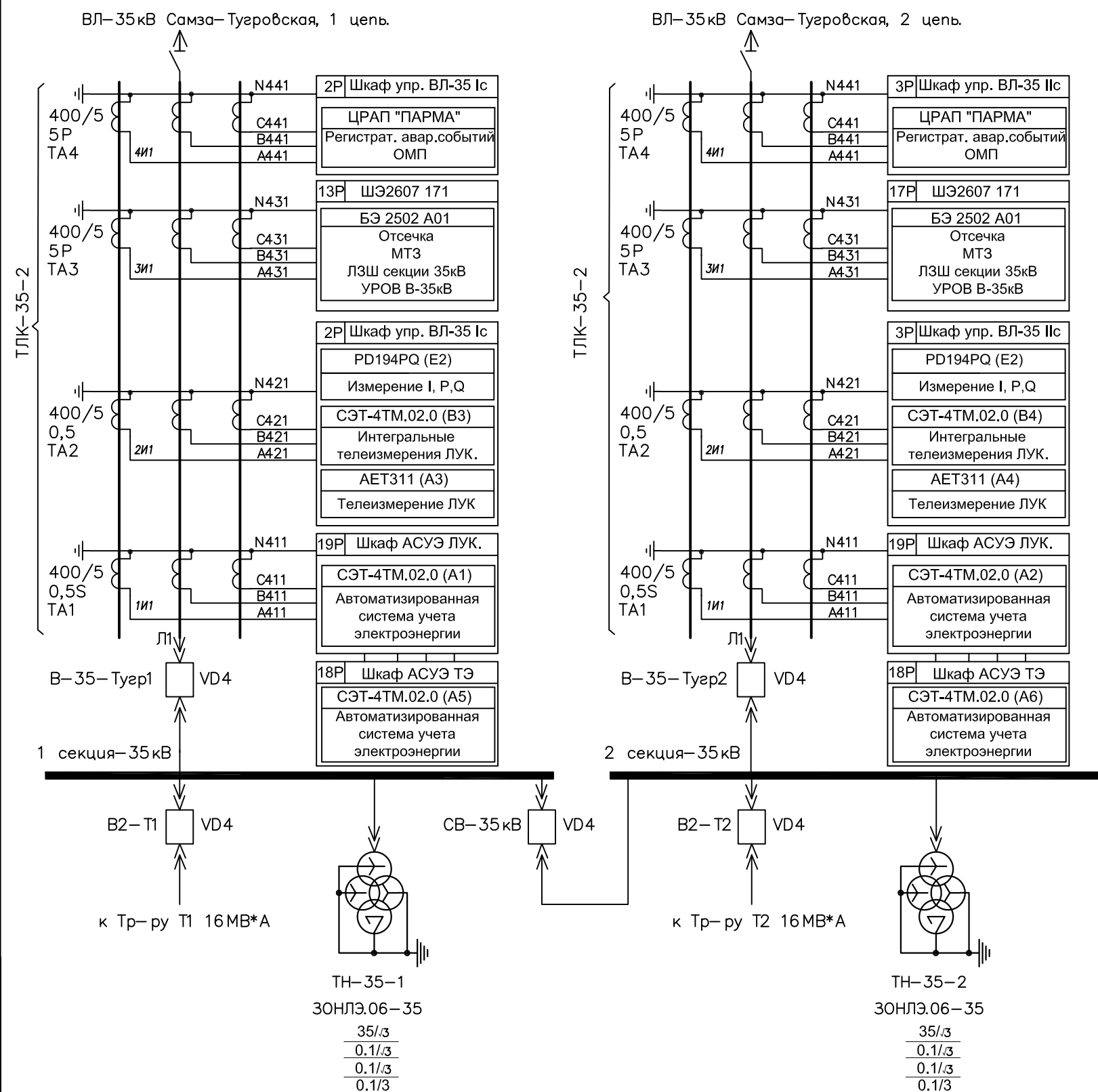


Примечания.

- 1. Уровень токов КЗ приведен к соответствующей ступени напряжения;
- 2. Расчет токов КЗ выполнен для расчета проектных уставок РЗА и ПА.






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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



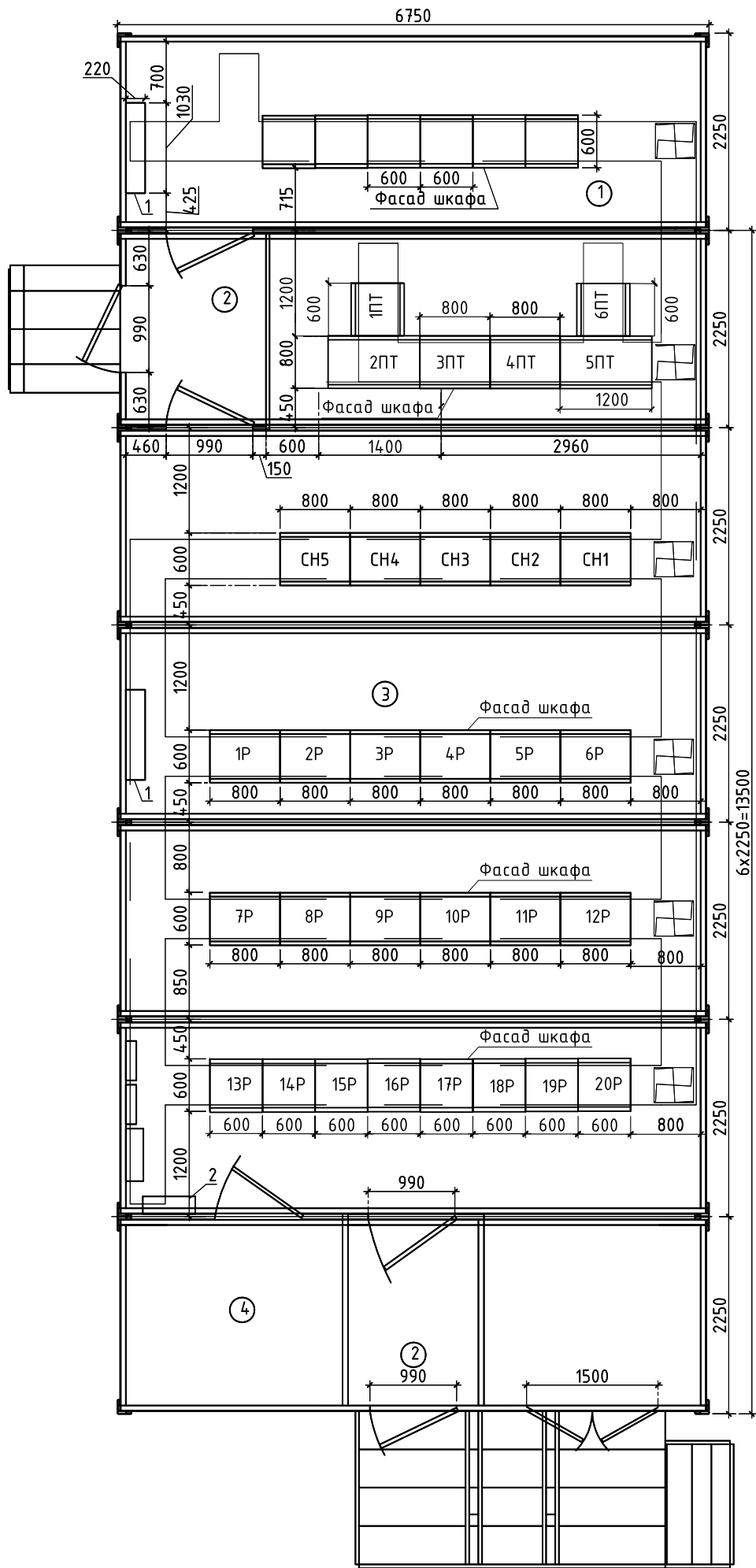
Примечание.

- На чертеже показано подключение к цепям напряжения 35 кВ только устройств ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"

						2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ			
						ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ			
Изм.	Колуч.	Лист	№Док.	Подпись	Дата				
Разработал	Рассохин				09.13	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Зубанов				09.13		П	5	
ГИП	Комельков				09.13				
Н.контроль	Засядко				09.13				
						Схема распределения ВЛ-35 кВ по трансформаторам тока и напряжения		ЗАО «Востсибэлектропроект» г. Иркутск 2013 г.	

Примечание.

1. Шкафы РЗА ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" выделены жирным шрифтом



Номер шкафа	Наименование	Габариты ШхГхВ, мм
	Релейный щит (РЩ)	
1Р	Панель "Управление Т-1"	800х600х2200
2Р	Панель "Управление СВ-35 и ВЛ-35 I секции"	
3Р	Панель "Управление ВЛ-35 II секции"	
4Р	Панель "Управление Т-2"	
5Р	Шкаф "ЭМБ 110/35 кВ"	
6Р	Шкаф "ЦС"	
7Р	Шкаф "РЗА тр-ра Т-1" (ШЭ2607155)	
8Р	Шкаф "РЗА тр-ра Т-1" (ШЭ2607 073)	
9Р	Шкаф "РЗА тр-ра Т-1" (ШЭ2607 162)	
10Р	Шкаф "РЗА тр-ра Т-2" (ШЭ2607155)	
11Р	Шкаф "РЗА тр-ра Т-2" (ШЭ2607 073)	
12Р	Шкаф "РЗА тр-ра Т-2" (ШЭ2607 162)	
13Р	Шкаф "РЗА ВЛ1 35кВ" (ШЭ2607 171)	600х600х2000
14Р	Шкаф «ТН I секция 35 кВ» (ШЭ2607 178)	
15Р	Шкаф «ТН II секция 35 кВ» (ШЭ2607 178)	
16Р	Шкаф "РЗА СВ- 35кВ" (ШЭ2607 175)	
17Р	Шкаф "РЗА ВЛ2 35кВ" (ШЭ2607 171)	
18Р	Шкаф "АСУЭ Тюменьэнерго"	
19Р	Шкаф "АСУЭ ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"	600х600х800
20Р-1	Шкаф "УСПД Тюменьэнерго "	
20Р-2	Шкаф "УСПД ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"	600х600х2000
1ПТ	ШРОТ1	
2ПТ	Шкаф "АБ1"	
3ПТ	ЩПТ1	
4ПТ	ЩПТ2	
5ПТ	Шкаф "АБ2"	
6ПТ	ШРОТ2	






						2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ					
						ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ					
Изм.	Колуч.	Лист	№Док.	Подпись	Дата	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ			Стадия	Лист	Листов
Разработал	Рассохин				09.13				П	6	
Проверил	Зубанов				09.13						
ГИП	Комельков				09.13						
Н.контроль	Засядко				09.13						
						Расположение панелей и шкафов РЗА и ПА в ОПУ.			 ЗАО «Востсибэлектропроект» г. Иркутск 2013 г.		

Таблица №1. Расчет проектных уставок ВЛ-35 кВ "Тугровская-1(2)" на базе шкафа ШЭ 2607 171

№ п/п	Параметр		Расчетные значения, обоснования	Принятое значение		Примечание
	Обозначение	Описание		Первичное	Вторичное	
Место установки:.						
Название подстанции				ПП-35 кВ ПС 110 кВ Самза		
Номер шкафа по схеме НКУ				ОПУ шкаф 13Р (17Р)		
Коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов						
1	K _{ТТ}	Коэффициент трансформации ТТ		300/5		
Уставки максимальной токовой защиты						
Уставки МТЗ (фидер «нижний склад»)						
2	Ток срабатывания МТЗ-1, А (0,4 I _{НОМ} ...40 I _{НОМ} , шаг 0,1)		I _{ср.мтз-1} = K _{ОТС} * I _{кз} = 1,3 * 1410 = 1833 А $K_q = \frac{I_{кзmax}}{I_{ср.МТЗ}} = \frac{1950}{1833} = 1,06 < 2$ $I_{р\text{ МТЗ-1}} = \frac{I_{кзmax}}{2} = \frac{1950}{2} = 975 \quad I_{реле} = \frac{I_1}{K_{тт}} = \frac{975}{60} = 16,3 А$	975 А	16,3 А	I _{кз} = 1410 А – максимальный ток КЗ в конце ВЛ-35 кВ. I _{кзmax} = 1950 А – максимальный ток КЗ на шинах 35 кВ.
3	Время срабатывания МТЗ-1, с (0...10 , шаг 0,01)			0,2 с		
4	Ток срабатывания МТЗ-2, А (0,2 I _{НОМ} ...40 I _{НОМ} , шаг 0,1)		I _{ср.мтз-2} = (K _{ОТС} / K _В) * I _{НОМ.фид} = (1,2 / 0,85) * 264 = 373 А $K_q = \frac{I_{кзmin}}{I_{ср.МТЗ-2}} = \frac{568}{373} = 1,52 > 1,5 \quad I_{реле} = \frac{I_1}{K_{тт}} = \frac{373}{60} = 6,2 А$	373 А	6,2 А	I _{НОМ.фид} =390 А –допустимый ток АС-120 I _{ввода} 35 кВ = 264 А I _{кзmin} = 568 А – ток трехфазного или двухфазного КЗ за трансформатором 35/10 кВ 11 группы на ПС Юбилейная
5	Время срабатывания МТЗ-2, с (0,1...20 , шаг 0,01)			1,5 с		Уставка корректируется по результатам расчета уставок ПС 35 кВ Тугровская, ПС 35 кВ Юбилейная
6	Ток срабатывания МТЗ-3, А (0,2 I _{НОМ} ...40 I _{НОМ} , шаг 0,1)			373 А	6,2 А	Логическая защита шин
7	Время срабатывания МТЗ-3, с (0,1...20 , шаг 0,01)			0,1 с		
Уставки пуска МТЗ по междуфазному напряжению (U) и по напряжению обратной последовательности (U ₂)				По умолчанию		Не используется
Уставки реле направления мощности (РНМ) МТЗ				По умолчанию		Не используется

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.





						2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ			
						ПС 110/35/10 кВ Самза и ПП-35 кВ			
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата	Книга 4. Релейная защита. Автоматика. Противоаварийная автоматика. Измерение и учет ПП-35 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рассохин			09.13		П	7	
ГИП		Комельков			09.13	Расчет проектных уставок РЗА	 ЗАО "Востсибэлектропроект" г. Иркутск 2013 г.		
Н.контр.		Засядко			09.13				

Таблица №1. Расчет проектных уставок ВЛ-35 кВ "Тугровская-1(2)" на базе шкафа ШЭ 2607 171

№ п/п	Параметр		Расчетные значения, обоснования	Принятое значение		Примечание
	Обозначение	Описание		Первичное	Вторичное	
Логика работы МТЗ						
8	Работа МТЗ-1 (не предусмотрена, предусмотрена)			Предусмотрена		
9	Автоматическое загрубление уставки МТЗ-1 (не предусмотрено, предусмотрено)			Не предусмотрено		
10	Контроль направленности МТЗ-1 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
11	Пуск по напряжению МТЗ-1 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
12	Работа МТЗ-2 (не предусмотрена, предусмотрена)			Предусмотрена		
13	Контроль направленности МТЗ-2 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
14	Пуск по напряжению МТЗ-2 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
15	Ускорение МТЗ-2 (не предусмотрено, предусмотрено)			Предусмотрено		
16	Работа МТЗ-3 (не предусмотрена, предусмотрена)			Не предусмотрена		
17	Контроль направленности МТЗ-3 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
18	Пуск по напряжению МТЗ-3 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
19	Режим работы МТЗ-3 (на сигнал, на отключение)			На отключение		
20	Ускорение МТЗ-3 (не предусмотрено, предусмотрено)			Не предусмотрено		
21	Выбор характеристики (независимая, сильно инверсная, инверсная, чрезвычайно инверсная, определяемая пользователем)			Независимая		
22	Работа направленных ступеней МТЗ при неисправности ТН (блокирование, вывод направленности)			По умолчанию	Не используется	
23	Режим пуска по напряжению (по U_{min} или U_2 , по U_{min})			По умолчанию	Не используется	
24	Пуск по напряжению при неисправности ТН (не предусмотрен, предусмотрен)			По умолчанию	Не используется	
25	Ускорение (работа, вывод)			Работа		
Уставки защиты от замыканий на землю (ЗОЗЗ)				По умолчанию	Не используется	
Уставки защиты от несимметричного режима (ЗНР)				По умолчанию	Не используется	
Уставки защиты минимального напряжения (ЗМН)				По умолчанию	Не используется	
Уставки устройства резервирования отказов выключателя (УРОВ)						
26	УРОВ, Работа / Вывод			Работа		
27	Время срабатывания УРОВ, (0,01 – 10) с			0,3 с		
28	Контроль РПВ, предусмотрен / не предусмотрен			Предусмотрен		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Таблица №1. Расчет проектных уставок ВЛ-35 кВ "Тугровская-1(2)" на базе шкафа ШЭ 2607 171

№ п/п	Параметр		Расчетные значения, обоснования	Принятое значение		Примечание
	Обозначение	Описание		Первичное	Вторичное	
29	Действие внешнего отключения на УРОВ, не предусмотрено / предусмотрено			Предусмотрено		
30	Контроль по току при действии УРОВ на себя, предусмотрен / не предусмотрен			Предусмотрен		
31	Действие внеш. УРОВ на вышестоящий выкл., не предусмотрено / предусмотрено			Не предусмотрено		
Уставки защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ)				По умолчанию		Не используется
Уставки газовой защиты (ГЗ)				По умолчанию		Не используется
Уставки автоматической частотной разгрузки (АЧР)						
32	Время срабатывания при АЧР, с (0,01...20, шаг 0,01)			10 с /30 с		Тугровская 1 /Тугровская 2
Уставки автоматического повторного включения (АПВ) и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ)						
33	Напряжение работы АПВ, В (5...120, шаг 1,0)			По умолчанию		Не используется
34	Время готовности АПВ, с (5...180, шаг 0,1)			5 с		
35	Время готовности ЧАПВ, с (5...180, шаг 0,1)			5 с		
36	Время срабатывания АПВ-1, с (0,2...20, шаг 0,1)			0,3 с		
37	Время срабатывания АПВ-2, с (5...100, шаг 0,1)			По умолчанию		Не используется
38	Время срабатывания ЧАПВ, с (0,2...100, шаг 0,1)			10 с /30 с		Тугровская 1 /Тугровская 2
39	АПВ (работа, вывод)			Работа		
40	Запрет АПВ-2 (не предусмотрен, предусмотрен)			По умолчанию		Не используется
41	Запрет при неисправности ЦУ (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
42	Запрет от АЧР (не предусмотрен, предусмотрен)			Предусмотрен		
43	Запрет от Внешнего отключения (не предусмотрен, предусмотрен)			Предусмотрен		
44	Запрет от МТЗ-1 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
45	Запрет от МТЗ-2 (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
46	Запрет от МТЗ-3 (не предусмотрен, предусмотрен)			По умолчанию		Не используется
47	Запрет от МТЗ с ускорением (не предусмотрен, предусмотрен)			По умолчанию		Не используется
48	Запрет от ЗОЗЗ-1 (не предусмотрен, предусмотрен)			По умолчанию		Не используется
49	Запрет от ЗОЗЗ-2 (не предусмотрен, предусмотрен)			По умолчанию		Не используется
50	Запрет от ЗНР (не предусмотрен, предусмотрен)			Предусмотрен		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

№ п/п	Параметр		Расчетные значения, обоснования	Принятое значение		Примечание
	Обозначение	Описание		Первичное	Вторичное	
51	Контроль напряжения при АПВ и ЧАПВ (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
52	ЧАПВ (работа, вывод)			Работа		
53	Включение выключателя при ЧАПВ (при внешнем, при внутреннем)			При внешнем		
54	Сброс готовности ЧАПВ при внешнем отключении (не предусмотрен, предусмотрен)			Не предусмотрен		
Уставки цепей управления выключателем						
55	Время готовности привода, (0-40) с			10 с		
56	Инвертирование сигнала Привод не готов, не предусмотрено / предусмотрено			Не предусмотрено		
57	Управление выключателем с терминала, не предусмотрено / предусмотрено			Не предусмотрено		
58	Задержка снятия сигнала отключения выкл., (0,01 – 2) с			1 с		
59	Время ограничения сигнала отключения выкл., (0,1 – 10) с			5 с		
60	Задержка снятия сигнала включения выключателя, (0,01 – 2) с			1 с		
61	Время ограничения сигнала включения выключателя, (0,1 – 10) с			5 с		
Уставки предупредительной сигнализации						
62	Время контроля неисправности ЦУ, (2 – 20) с			5 с		
63	Время срабатывания внешнего сигнала, (10 – 30) с			10 с		

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

						<div> <div>2013/0094-ЭС/П-00-ИОС5.1.4.ГЧ</div> <div>Расчет проектных уставок РЗА</div> </div>	Лист
							7.3
Изм.	Кол.уч	Лист	Недок	Подпись	Дата		