

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка технических мероприятий по замене батареи статических конденсаторов 110 кВ на ПС 220/110/35/10 кВ «Бумажная»

Обучающийся

А.Ю. Поляков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

д.т.н., доцент А.А. Кувшинов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Содержание

Введение.....	5
1 Расчет перспективных электроэнергетических режимов по объекту и токов короткого замыкания на перспективу.....	10
1.1 Анализ существующего баланса мощности Кунгурского энергорайона	10
1.1.1 Существующее состояние электросетевого комплекса Кунгурского энергорайона.....	10
1.1.2 Анализ баланса мощности Кунгурского энергорайона в период 2015 – 2019 гг.	10
1.2 Развитие схемы электрических сетей в Кунгурском энергорайоне и прогноз потребления Кунгурского энергорайона на период до 2028 года.	11
1.3 Результаты расчетов электрических режимов	12
1.3.1 Выбор схемы подключения вновь устанавливаемой БСК	13
1.3.2 Анализ результатов расчетов электрических режимов для зимнего максимума нагрузок при $t = -35^{\circ}\text{C}$	14
1.3.3 Выбор параметров оборудования для подключения вновь устанавливаемой БСК ПС 220 кВ Бумажная	18
1.4 Расчет токов КЗ и проверка выключателей.....	20
2 Выбор электрооборудования для установки на ПС, определение параметров заземляющего устройства	30
2.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения	30
2.2 Выбор оборудования.....	31
2.2.1 Основные положения выбора оборудования	31
2.2.2 Выбор оборудования 110 кВ.....	33
2.3 Определение параметров заземляющего устройства	47
2.3.1 Характеристика заземляющего устройства.....	49
2.3.2 Характеристика грунта.....	51
2.3.3 Проверка сечения заземляющих проводников и заземлителей	51

2.3.4	Расчет заземляющего устройства.....	53
3	Модернизация информационно-технологических систем ПС.....	55
3.1	Общеподстанционный пункт управления	55
3.2	Релейная защита	58
3.2.1	Существующее состояние.....	58
3.2.2	Предлагаемые решения	59
3.3	Сетевая автоматика.....	62
3.3.1	Существующее состояние.....	63
3.3.2	Предлагаемые решения	63
3.4	Противоаварийная автоматика	63
3.4.1	Существующее состояние.....	63
3.4.2	Предлагаемые решения	64
3.5	Режимная автоматика	64
3.5.1	Существующее состояние.....	64
3.5.2	Предлагаемые решения	65
3.6	Оперативная блокировка.....	65
3.6.1	Существующее состояние.....	65
3.6.2	Предлагаемые решения	66
3.7	Регистрация аварийных событий	67
3.7.1	Существующее состояние.....	67
3.7.2	Предлагаемые решения	68
3.8	Система сбора и передачи информации	69
3.8.1	Существующее состояние.....	69
3.8.2	Предлагаемые решения	70
3.9	Автоматизированная информационно-технологическая система коммерческого учета электроэнергии.....	71
3.9.1	Существующее состояние.....	71
3.9.2	Предлагаемые решения	74
3.10	Средства измерения	75
3.10.1	Существующее состояние.....	75

3.10.2 Предлагаемые решения	75
3.11 Система оперативного постоянного тока	78
3.11.1 Существующее состояние.....	78
3.11.2 Предлагаемые решения	78
Заключение	86
Список используемых источников.....	90

Введение

Подстанция 220 кВ Бумажная расположена на территории Пермского края, в г. Кунгур (промышленный район Русское Поле).

На рисунке 1 показано территориальное расположение ПС Бумажная и ее место в ОЭС Урала.

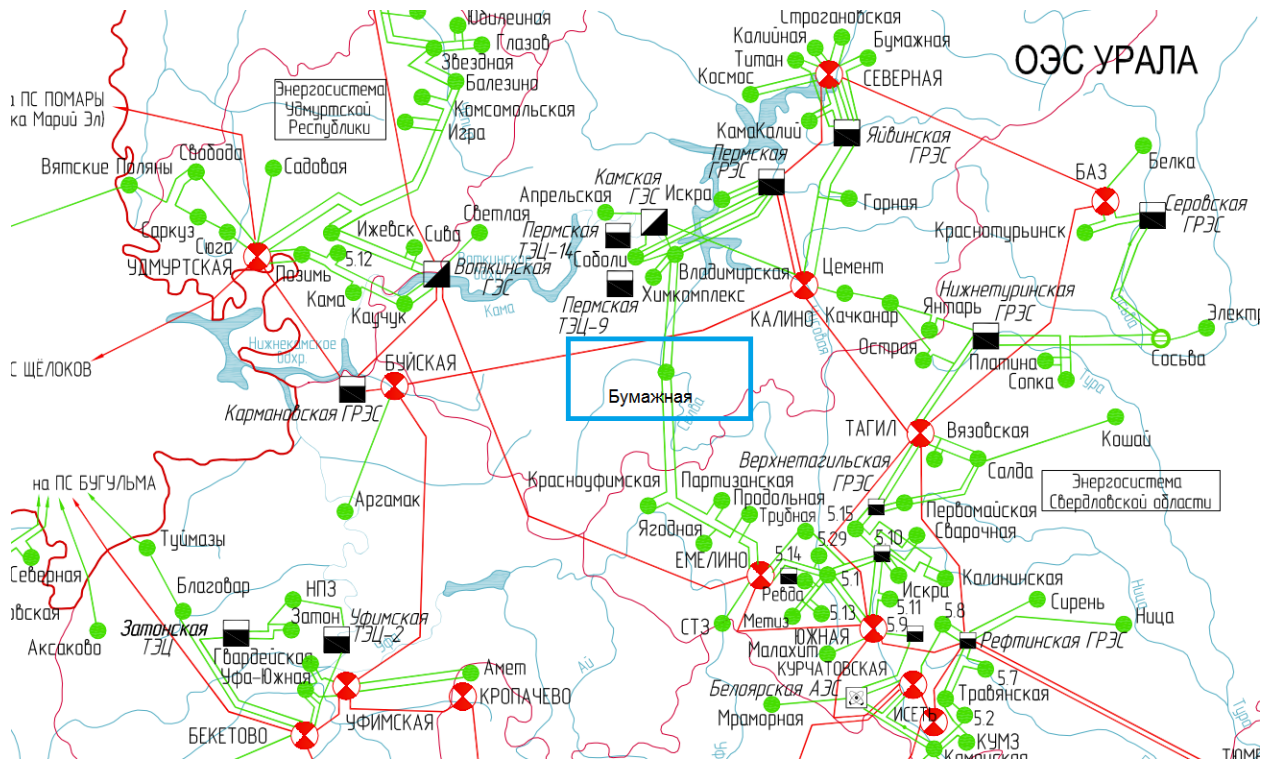


Рисунок 1 - Территориальное расположение ПС Бумажная и ее место в ОЭС Урала

«Город Кунгур находится в юго-восточной части Пермского края, в районе слияния рек Сылва, Ирень, Шаква и Бабка, в пределах ландшафтной страны Русская равнина, области Высокое Заволжье» [18]. «Город Кунгур располагается на востоке Восточно-Европейской равнины и входит в состав денудационной равнины Среднего Предуралья, в которой выделяются Сылвенско-Иренинская наклонно-карстовая низина и Уфимский вал» [17].

«Район работ относится к строительному климатическому подрайону IVB согласно рисунку 2, данные для которого взяты из приложения А СП 131.13330.2018» [23].

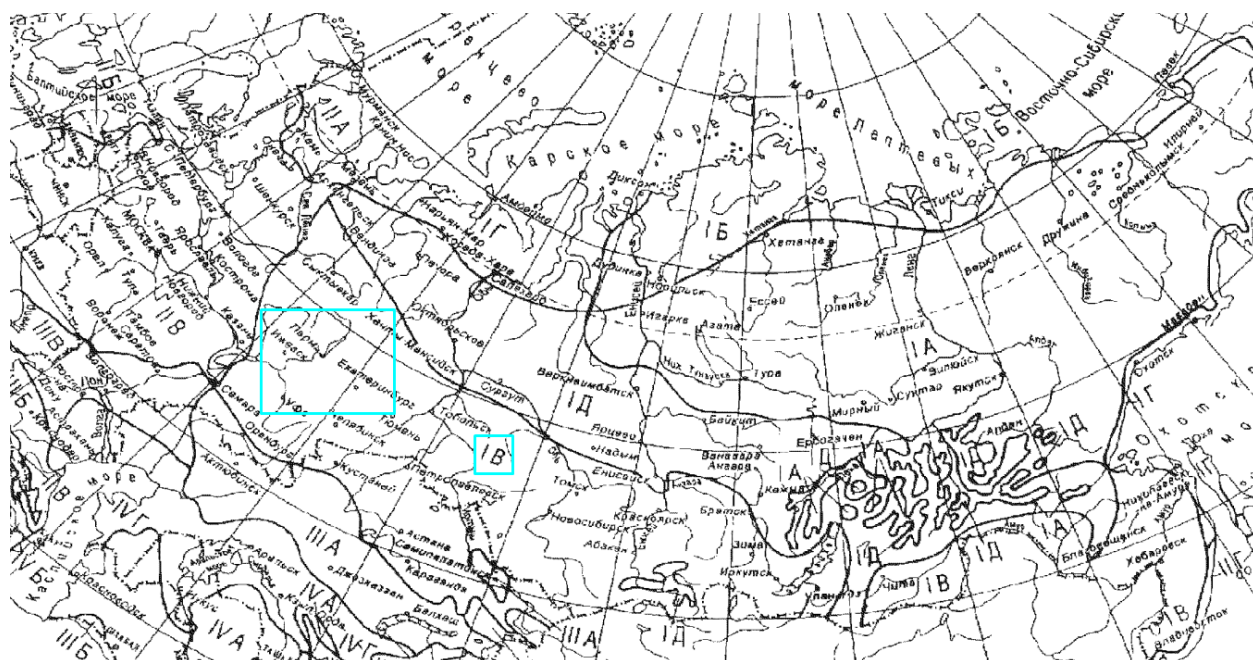


Рисунок 2 – Отношение месторасположения ПС к строительному климатическому подрайону IVB

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками.

«Средняя годовая температура воздуха составляет плюс 2,4 °С по метеостанции Пермь и плюс 2,0 °С по метеостанции Кунгур. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14,0 °С по метеостанции Пермь и минус 14,8 °С по метеостанции Кунгур. Абсолютный минимум температуры составил минус 47 °С по метеостанции Пермь и минус 50 °С по метеостанции Кунгур.

Наибольшая максимальная высота снежного покрова за зиму составляет 57 см на открытом участке. Средняя высота снежного покрова за зиму по району составляет 40 см.

Наибольшая измеренная глубина промерзания почвы по метеостанции Кунгур достигает 120 см» [23].

«Нормативное ветровое давление W_0 , соответствующее 10-минутному интервалу осреднения скорости ветра ($v_0 = 29$ м/с) на высоте 10 м над поверхностью земли, принято равным 500 Па по таблице 2.5.1 ПУЭ, что соответствует району II согласно карте районирования территории России по ветровому давлению, приведенной на рисунке 3» [21].

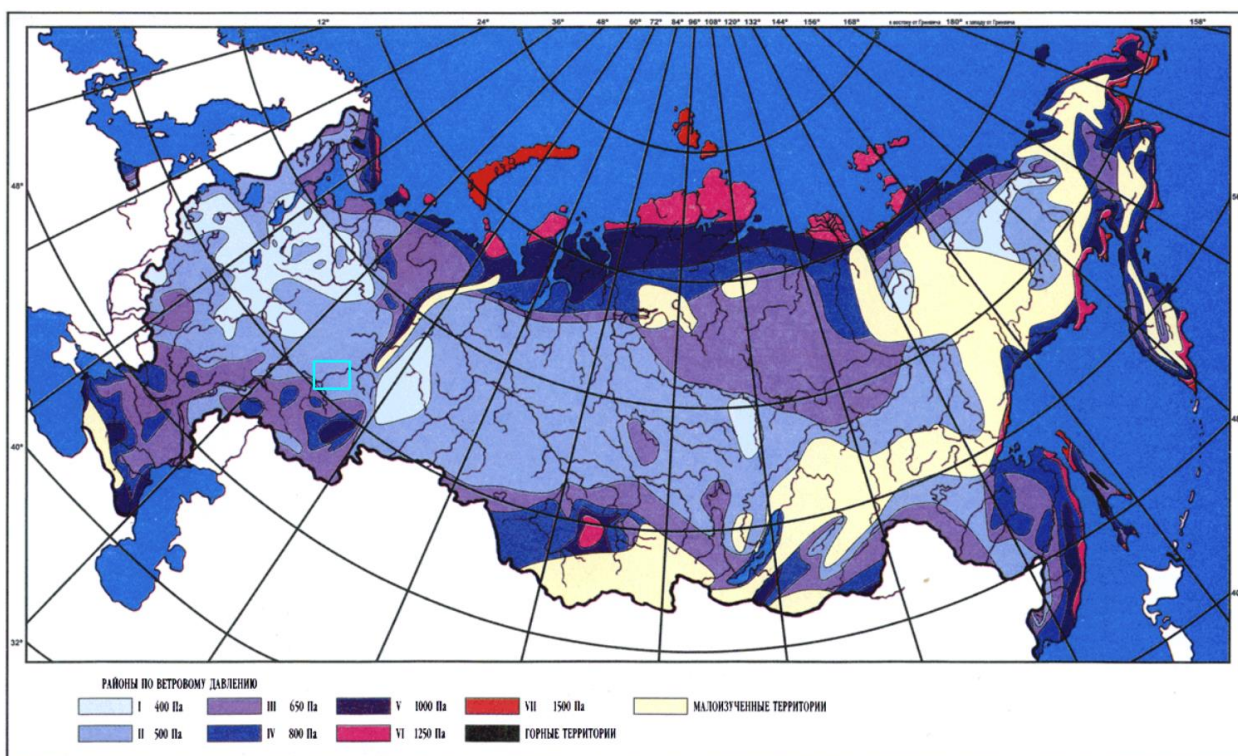


Рисунок 3 - Карта районирования территории России по ветровому давлению

«Согласно рисунку 2.5.2 и таблице 2.5.3 ПУЭ по районированию гололедной стенки территория расположения ПС относится к III району, нормативная толщина гололедной стенки для высоты 10 м над поверхностью земли, b_3 равна 20 мм» [21].

Среднегодовая продолжительность гроз в районе согласно ПУЭ (7 выпуск) составляет от 60 до 80 часов.

Основное проектируемое оборудование 110 кВ (новое строительство) приведено в таблице 1.

Таблица 1 - Основное проектируемое оборудование 110 кВ (новое строительство)

Наименование проектируемого оборудования	Количество
Батарея статических конденсаторов 110 кВ (БСК-110-55,7 УХЛ1)	1 компл. (3 фазы)
Токоограничивающий реактор 110 кВ	3 шт.
Выключатель элегазовый колонковый 110 кВ	1 шт.
Разъединители трехполюсные горизонтально-поворотные 110 кВ	2 шт.
Трансформатор тока элегазовый 110 кВ	6 шт.
Трансформатор тока в литой изоляции 35 кВ для установки в нейтрали БСК	3 шт.
Трансформатор тока в литой изоляции 35 кВ для установки в заземлении нейтрали БСК	1 шт.
Кабельные лотки	181м

На реконструируемой ПС 220 кВ Бумажная установлены:

- АТ-1: Трехфазный автотрансформатор типа АДЦТН, номинальной мощностью 200 МВА, номинальным напряжением 220/110/10 кВ;
- АТ-2: Трехфазный автотрансформатор типа АДЦТН, номинальной мощностью 200 МВА, номинальным напряжением 220/110/10 кВ;
- Т-3: Трехфазный трансформатор типа ТДТН, номинальной мощностью 25 МВА, номинальным напряжением 115/38,5/11;
- Т-4: Трехфазный трансформатор типа ТДТН, номинальной мощностью 25 МВА, номинальным напряжением 115/38,5/11.

В работе предусматривается установка новой батареи статических конденсаторов 110 кВ, номинальной мощности 55,7 Мвар.

При выполнении работ на ПС предполагается замена морально и физически устаревшего оборудования подстанции:

- БСК 110 кВ (батареи статических конденсаторов 55,7 Мвар);
- масляного выключателя 110 кВ БСК на элегазовый выключатель;
- замена разъединителей 110 кВ БСК;

- замена ошиновки и спусков ошиновки к заменяемому оборудованию;
- «замена и (или) восстановление систем инженерно-технического обеспечения;
- замена или восстановление строительных конструкций объектов капитального строительства, замена отдельных элементов несущих строительных конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановление указанных элементов» [12].

Целью работы является обеспечение надежного электроснабжения потребителей, а также безопасной эксплуатации оборудования подстанции.

Для достижения поставленной цели предполагается решение следующих задач:

- расчет перспективных электроэнергетических режимов по объекту и токов короткого замыкания на перспективу;
- выбор электрооборудования для установки на ПС, определение параметров заземляющего устройства;
- модернизация информационно-технологических систем ПС.

1 Расчет перспективных электроэнергетических режимов по объекту и токов короткого замыкания на перспективу

1.1 Анализ существующего баланса мощности Кунгурского энергорайона

1.1.1 Существующее состояние электросетевого комплекса Кунгурского энергорайона

Границы Кунгурского энергорайона проходят через:

- АТ1,2 ПС 220 кВ Бумажная;
- В1-110 ПС 110 кВ Бизяр (нормально отключен);
- В-110 Шамары ПС 110 кВ Вогулка (нормально отключен).

Перечень электростанций, расположенных в Кунгурском энергорайоне: ГТЭС Ильичевская (Г-2 и Г-4).

Суммарная установленная мощность Г-2 и Г-4 ГТЭС Ильичевская составляет 8 МВт.

1.1.2 Анализ баланса мощности Кунгурского энергорайона в период 2015 – 2019 гг.

Динамика изменения максимума нагрузки в Кунгурском энергорайоне в 2015-2019 гг. представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика изменения максимума нагрузки Кунгурского энергорайона в период 2015-2019 гг.

Территория	Параметр	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Максимум потребления мощности						
Кунгурский энерго-район	Годовой максимум мощности, МВт	210	210	207	204	205
	Абсолютный прирост (по отношению к предыдущему году), МВт	26	0	-3	-3	1
	Относительный прирост (по отношению к предыдущему году), %	12,4	0	-1,4	-1,5	0,5

Баланс мощности Кунгурского энергорайона приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Баланс мощности Кунгурского энергорайона

Энергорайон	Параметр	2019 год
Кунгурский	Годовой максимум мощности, МВт	205
	Установленная мощность электростанций, МВт	8
	Дефицит (-) / избыток (+), МВт	-197

На основании информации, представленной в таблице 3, можно сделать вывод, что Кунгурский энергорайон является дефицитным. Генерации ГТЭС Ильичевская недостаточно для покрытия нагрузки энергорайона.

1.2 Развитие схемы электрических сетей в Кунгурском энергорайоне и прогноз потребления Кунгурского энергорайона на период до 2028 года

В 2021 году был осуществлен ввод в работу ПС 35 кВ Гипсовая (5 МВт с увеличением нагрузки до 8,9 МВт к 2023 году) со строительством отпайки от ВЛ 35 кВ Ергач – Троельга.

Учитывая анализ существующего уровня нагрузки и информацию по развитию электрических сетей в Кунгурском энергорайоне, составлен прогноз максимума нагрузок Кунгурского энергорайона на период до 2028 года. Прогноз потребления электроэнергии и мощности приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Прогноз потребления мощности Кунгурского энергорайона на этап до 2028 года

Энергорайон	Параметр	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Кунгурский	Потребление, МВт	218	218	218	218	218	218

1.3 Результаты расчетов электрических режимов

Расчеты электрических режимов производятся с целью определения параметров вновь вводимого оборудования в связи с заменой БСК на ПС 220 кВ Бумажная.

Подготовка исходных данных, использованных при проведении расчетов электроэнергетических режимов, выполнена в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электрических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», утвержденного Приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1196-ст (далее – ГОСТ Р 58670-2019) [9]. Прогноз максимума нагрузки Кунгурского энергорайона на этап до 2028 года приведен в таблице 5.

Таблица 5 - Прогноз максимума нагрузки Кунгурского энергорайона на этап до 2028 года

Период	t, °С	Потребление, МВт					
		2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год
Прогнозный максимум нагрузки Кунгурского энергорайона, МВт	-24,8	218	218	218	218	218	218
Режим зимнего максимума потребления (при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92) (с округлением до ближайшего целого значения), МВт	-35	227	227	227	227	227	227
Режим зимнего максимума потребления (при расчетной температуре наружного воздуха, используемой при проведении расчетов электроэнергетических режимов - приложение А ГОСТ Р 58670-2019), МВт	0	196	196	196	196	196	196
Режим летнего максимума потребления (ПЭВТ) (при температуре наружного воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98) (с округлением в большую сторону до значения кратного 5°С), МВт	30	138	138	138	138	138	138

Продолжение таблицы 5

Период	t, °С	Потребление, МВт					
		2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год
Режим летнего максимума потребления (при среднемесечной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца) (с округлением до ближайшего целого значения), МВт	18	132	132	132	132	132	132

В связи с тем, что в период с 2023 по 2028 год не планируется ввода в работу новых объектов, а также значительных изменений потребления Кунгурского энергорайона, расчеты электрических режимов выполнены на этап 2028 года. Расчеты электрических режимов выполнены в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 и «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России № 630 от 3 августа 2018 г.) [9].

При выполнении расчётов контролировались:

- токовая загрузка линий электропередачи;
- перетоки мощности по линиям электропередачи и трансформаторам;
- токовая загрузка трансформаторов;
- уровни напряжения [30].

1.3.1 Выбор схемы подключения вновь устанавливаемой БСК

В настоящий момент существующая БСК подключена отпайкой от АТ2 ПС 220 кВ Бумажная.

«В связи с отсутствием свободного места в ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ Бумажная, при проведении расчетов электрических режимов принимается, что вновь устанавливаемая БСК подключается в существующую ячейку.

Выбор мощности вновь устанавливаемой БСК ПС 220 кВ Бумажная осуществлялся следующим образом: сначала проводились расчеты без учета БСК. При выявлении схемно-режимной ситуации, когда для обеспечения допустимых параметров электрического режима требовалось включение БСК, моделировалось ее включение с требуемой мощностью. Мощность

определялась по значению V_{III} в нормальной схеме. При проведении остальных расчетов проверялась достаточность принятой ранее мощности БСК.

Расчетная величина V_{III} составила 3900 мкСм, при этом номинальная мощность БСК должна быть не менее 50 Мвар» [20].

Результаты расчетов электрических режимов в табличном виде приведены в таблице 6, в графическом виде – на рисунках 4 и 5.

1.3.2 Анализ результатов расчетов электрических режимов для зимнего максимума нагрузок при $t = -35^{\circ}\text{C}$

Режим № 2. Отключена 1 С 220 кВ ПС 220 к В Бумажная.

В указанной схеме выявлена токовая перегрузка АТ2 ПС 220 кВ Бумажная (123 % от ДДТН). Для обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки выполнены следующие схемно-режимные мероприятия:

- перевод нагрузки ПС 110 кВ Бизяр на питание от ПС 220 кВ Владимирская. После выполнения мероприятия токовая перегрузка АТ2 ПС 220 кВ Бумажная составила 109,8 % от ДДТН (режим № 3);
- включение БСК мощностью 50 Мвар (мощность определена по значению V_{III} в нормальной схеме. Токовая нагрузка АТ2 ПС 220 кВ Бумажная составила 99,8 % от ДДТН (режим № 4).

Таким образом, для обеспечения допустимой токовой нагрузки АТ2 ПС 220 кВ Бумажная в рассмотренной схемно-режимной ситуации требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Бизяр на питание от ПС 220 кВ Владимирская и включение БСК мощностью 50 Мвар на СШ 110 кВ ПС 220 кВ Бумажная.

Дальнейшие расчеты электрических режимов проводились с учетом включенной БСК 50 Мвар.

Режим № 5. Отключена 2 С 220 к В ПС 220 к В Бумажная.

В указанной схеме выявлена токовая перегрузка АТ1 ПС 220 кВ Бумажная (109,9 % от ДДТН). Для обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки выполнены следующие схемно-режимные мероприятия:

Таблица 6 - Результаты расчетов электрических режимов для периода зимних максимальных нагрузок при температуре - 35°C на этап 2028 года

Контролируемый элемент	Допустимая токовая нагрузка (ДДТН/АДТН), А	Схема сети											
		Нормальная схема		Отключена 1С 220 кВ ПС 220 кВ Бумажная		Отключена 1С 220 кВ ПС 220 кВ Бумажная и переведена нагрузка ПС 110 кВ Бизяр		Отключена 2С 220 кВ ПС 220 кВ Бумажная и включена БСК		Отключен АТ1 ПС 220 кВ Бумажная и включена БСК		Отключен АТ2 ПС 220 кВ Бумажная совместно с БСК	
		1		2		3		4		5		6	
АТ1 ПС 220 кВ Бумажная (ВН)	602	114,9+j44,7		-		-		224,2+j41,1		-		216,1+j82	
	703	343	56,98%	-	-	-	-	657	109.1%	-	-	671	111.5%
АТ1 ПС 220 кВ Бумажная (СН)	1146	114,8+j45,6		-		-		224+j44,3		-		215,8+j85,4	
	1337	651	56,81%	-	-	-	-	1248	109.90%	-	-	1275	111.3%
АТ2 ПС 220 кВ Бумажная (ВН)	602	115,4+j56,2		214,6+j132,9		197,9+j115,5		-		229,7+j79,7		-	
	703	344	57,14%	742	123,26%	661	109,8%	-	-	645	107.1%	-	-
АТ2 ПС 220 кВ Бумажная (СН)	1146	107,2+j42,6		206,6+j80,1		189,9+j76,4		-		221,2+j41,9		-	
	1337	-	53,14%	1363	118,94%	1211	105,67%	-	-	1182	103.1%	-	-
Контролируемые объекты	Допустимая величина напряжения (МДН/АДН), кВ	-											
СШ 110 кВ ПС 220 кВ Бумажная	88,6 / 84,7	109,6		94,4		97,6		105,7		109,9		105,1	
СШ 110 кВ ПС 110 кВ Глухарь	88,6 / 84,7	105,9		90,3		93,7		102,0		106,3		101,4	
СШ 110 кВ ПС 110 кВ Бизяр	88,6 / 84,7	106,6		91,2		111,2		102,7		107,0		102,2	

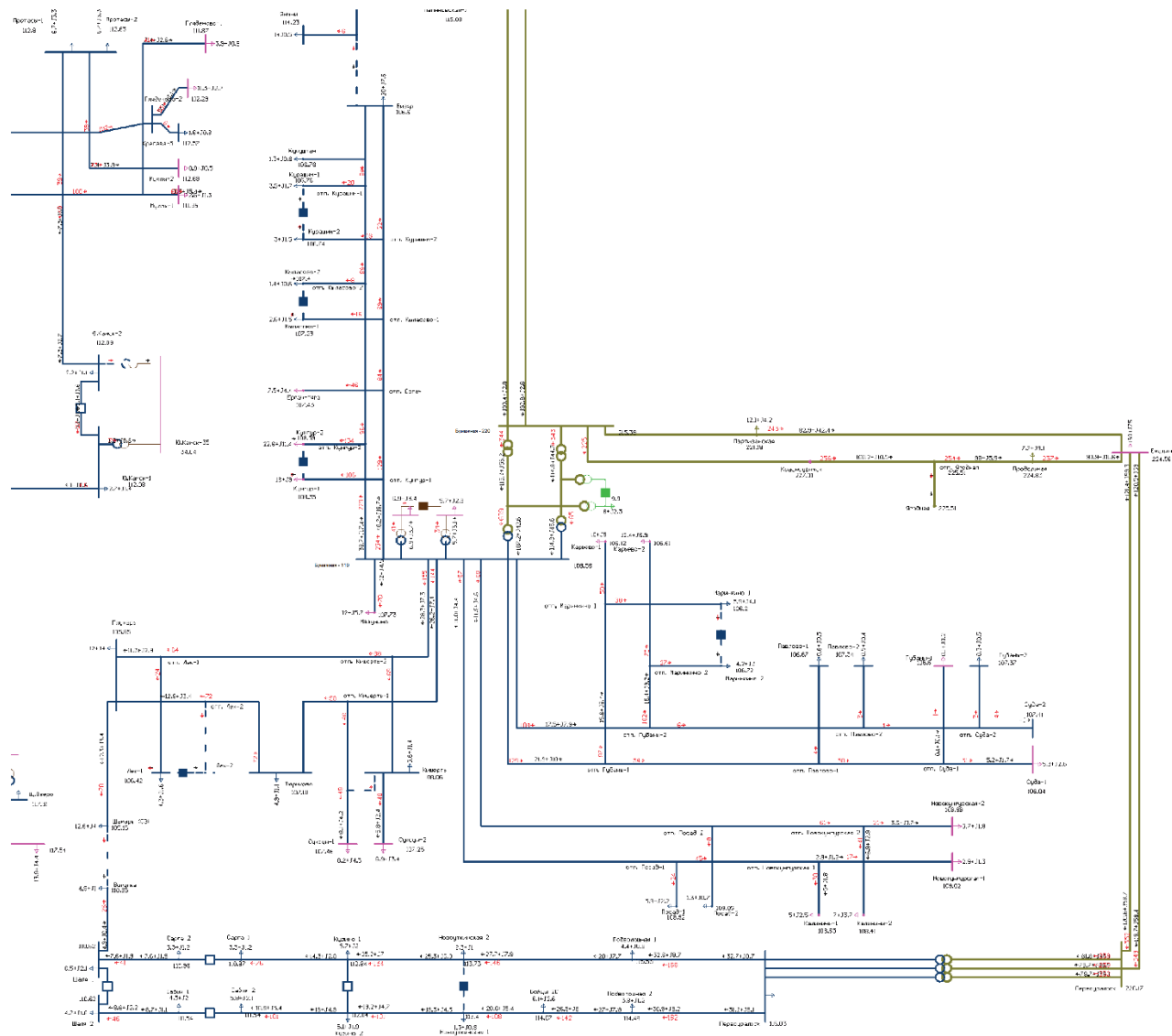


Рисунок 4 - Нормальная схема

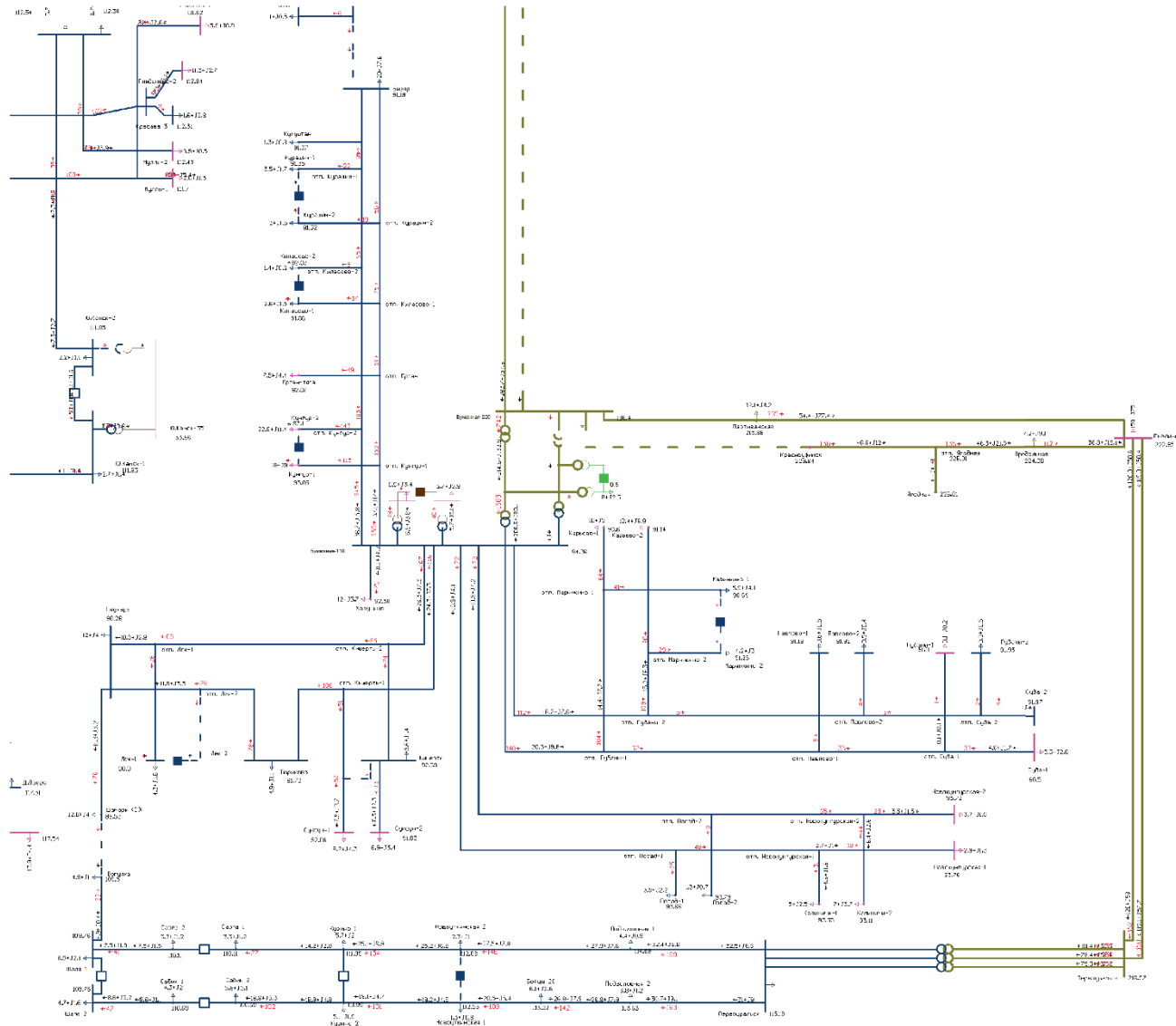


Рисунок 5 - Отключена 1С 220 кВ ПС 220 кВ Бумажная

- перевод нагрузки ПС 110 кВ Бизяр на питание от ПС 220 кВ Владимирская. После выполнения мероприятия токовая перегрузка АТ1 ПС 220 кВ Бумажная составила 98,5 % от ДДТН (режим № 6).

Таким образом, для обеспечения допустимой токовой нагрузки АТ1 ПС 220 кВ Бумажная в рассмотренной схемно-режимной ситуации требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Бизяр на питание от ПС 220 кВ Владимирская.

Режим № 6. Отключен АТ 1 ПС 220 к В Бумажная.

В указанной схеме выявлена токовая перегрузка АТ2 ПС 220 кВ Бумажная (107,1 % от ДДТН). Для обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки выполнены следующие схемно-режимные мероприятия:

- перевод нагрузки ПС 110 кВ Бизяр на питание от ПС 220 кВ Владимирская. После выполнения мероприятия токовая перегрузка АТ2 ПС 220 кВ Бумажная составила 97,1 % от ДДТН (режим № 7).

Таким образом, для обеспечения допустимой токовой нагрузки АТ2 ПС 220 кВ Бумажная в рассмотренной схемно-режимной ситуации требуется перевод нагрузки ПС 110 кВ Бизяр на питание от ПС 220 кВ Владимирская.

1.3.3 Выбор параметров оборудования для подключения вновь устанавливаемой БСК ПС 220 кВ Бумажная

На основании результатов расчетов электрических режимов требуется определить параметры вновь устанавливаемого оборудования, а именно: выключателя, разъединителей и ошиновки [2].

С целью определения параметров вновь устанавливаемого оборудования были проведены расчеты электрических режимов для нормальной схемы в период летнего максимума нагрузок при $t = +30^{\circ}\text{C}$ [1].

Для обеспечения максимальной токовой нагрузки через вновь устанавливаемое оборудование путем изменения положения РПН АТ1,2 ПС 220 кВ Бумажная напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Бумажная было установлено на уровне 126 кВ (РПН переведен в положение 3).

На рисунке 6 приведены результаты расчетов электрических режимов.

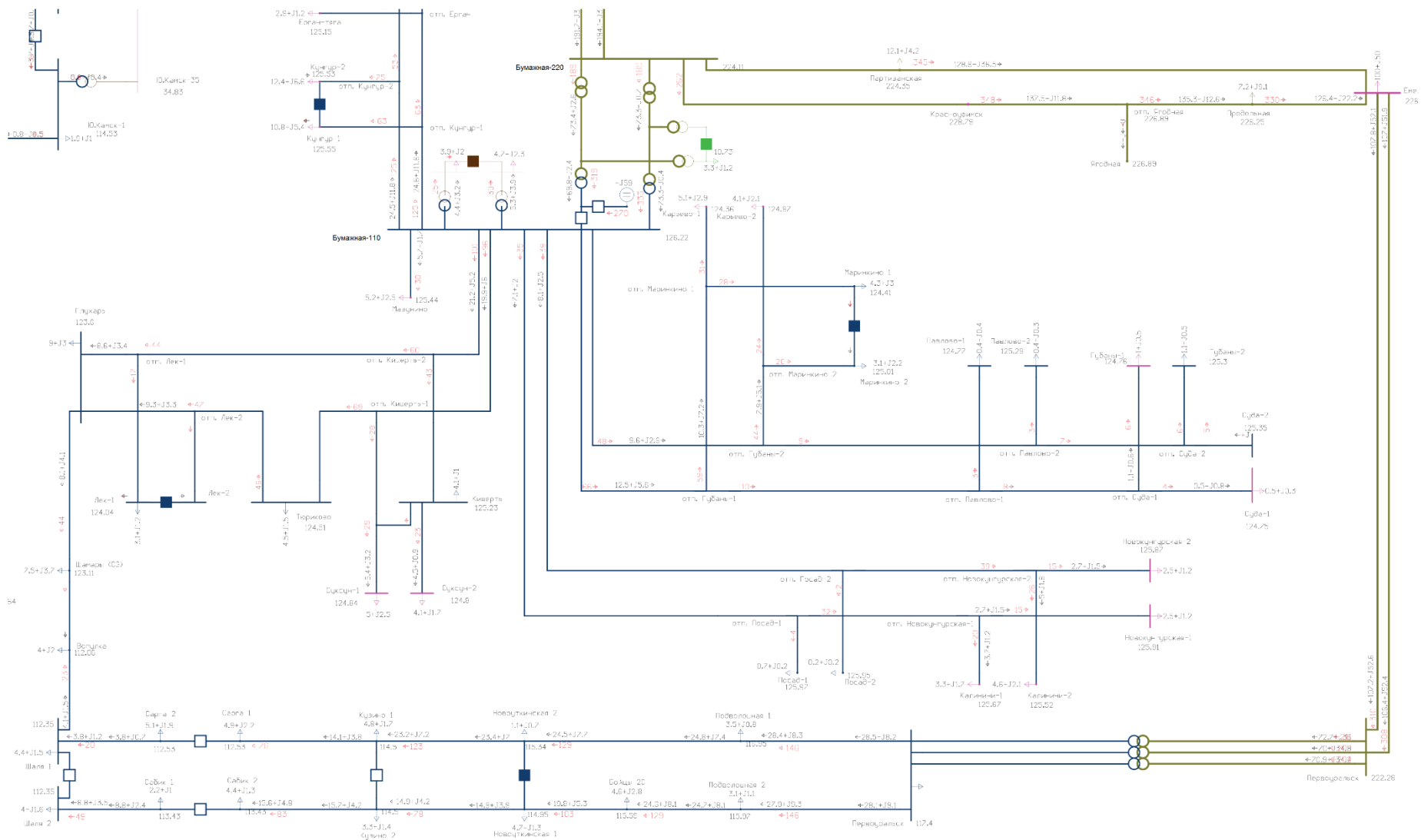


Рисунок 6 - Нормальная схема. РПН АТ1 и 2 ПС 220 кВ Бумажная переведен в положение 3

Согласно результатам расчетов электрических режимов, представленным на рисунке 6, максимальная токовая нагрузка участка схемы от БСК до СШ 110 кВ ПС 220 кВ Бумажная составляет 270 А. Таким образом, номинальный ток выключателя и разъединителей должен составлять не менее 270 А, ошиновку требуется выполнить проводом сечением не менее АС-120 для исключения перегрузки по току на всем диапазоне температур наружного воздуха до +40⁰С.

1.4 Расчет токов КЗ и проверка выключателей

В данном подразделе, необходимо выполнить расчеты токов КЗ на год ввода в работу объекта, рассматриваемо в работе и на перспективу 5 лет. Исходя из анализа схем и программ перспективного развития энергосистемы в районе ПС 220 кВ Бумажная было выявлено отсутствие планируемых вводов в работу новых объектов и реконструкции существующих, которые могли бы оказать влияние на уровень токов КЗ. Замена БСК также не оказывает влияние на токи КЗ. В связи с чем, расчет токов КЗ выполнен на год ввода в работу БСК, для перспективны на 5 лет принято увеличение тока на 10% (п. 1.1.4 РД 153-34.0-20.527-98) [22].

Ударный ток КЗ рассчитывается по формуле:

$$i_{уд.кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (1)$$

где « $i_{уд.кз}^{(3)}$ » – ударный ток КЗ, А

$I_{кз}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей 3-ф КЗ, А

$k_{уд}$ – ударный коэффициент;

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}; \quad (2)$$

где T_a - постоянная времени системы.

Эквивалентная постоянная времени $T_{p.экв}$ рассчитывается по формуле [15]:

$$T_{p.экв} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \cdot T_{a.i} \right), \quad (3)$$

где $I_{K3\Sigma}$ – суммарный ток КЗ;

I_{K3i} – ток КЗ в i -ой ветви;

$T_{a.i}$ – постоянная времени затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ.

Для присоединений, которые образуют простую радиальную сеть не имеющую поперечных связей, постоянную времени затухания апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ, $T_{a.i}$ допускается рассчитывать по формуле:

$$T_{a.i} = \frac{X_i}{\omega \cdot R_i}, \quad (4)$$

где X_i – индуктивное сопротивление i -ой ветви;

R_i – активное сопротивление i -ой ветви;

ω – угловая частота» [2].

В расчетной математической модели не представлены ЛЭП и трансформаторы с односторонним питанием, на которых отсутствуют заземленные нейтрали силовых трансформаторов и источники ЭДС (генераторы, синхронные двигатели). Указанные присоединения не подпитывают место КЗ и не оказывают влияние на величину постоянной времени энергосистемы. Схема для расчета токов КЗ приведена на рисунке 7.

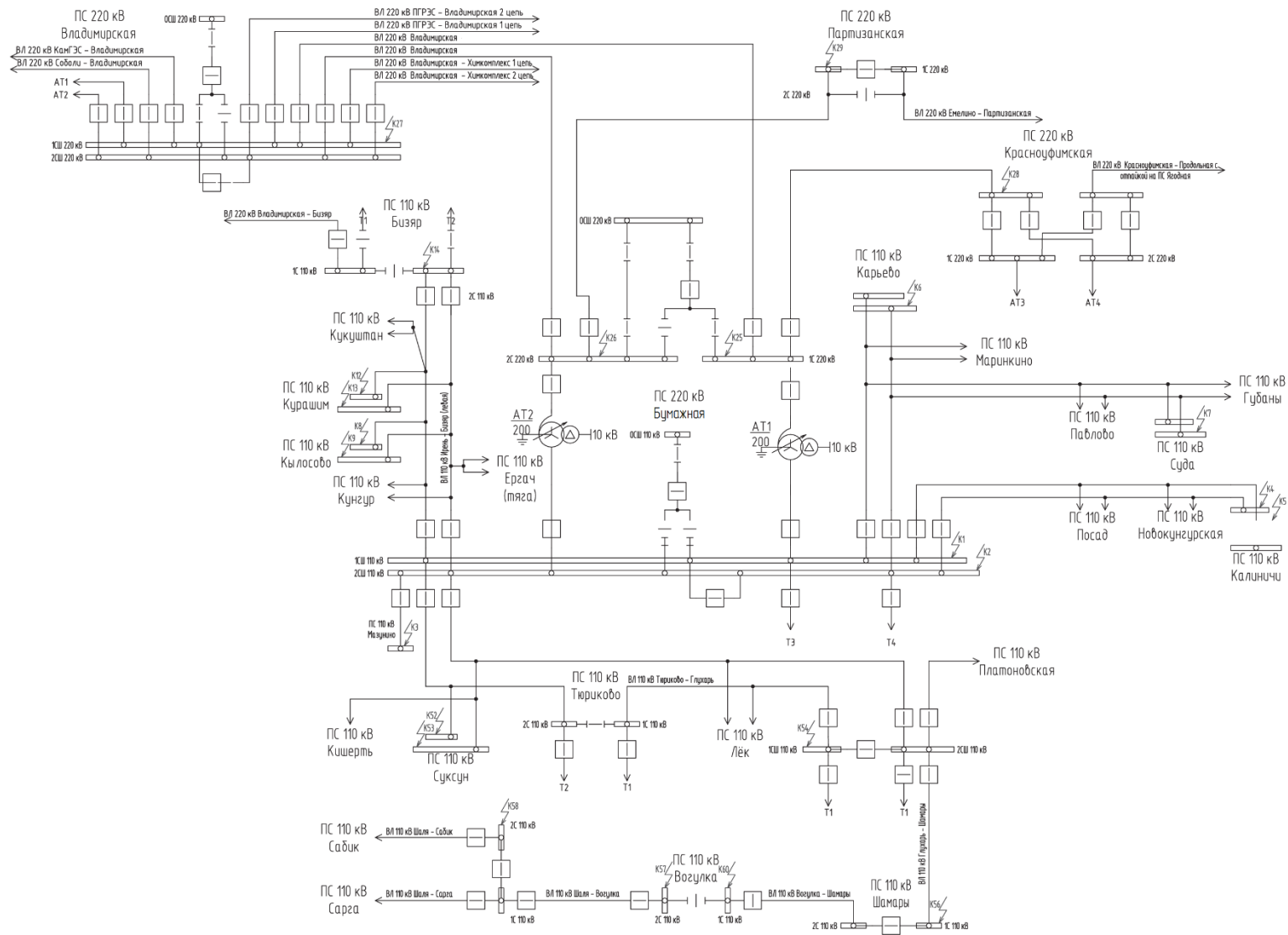


Рисунок 7 – Схема для расчета токов КЗ

В таблице 7 представлены постоянные времена затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ на стороне 220 кВ.

Таблица 7 – Постоянные времена затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ на стороне 220 кВ

Присоединение	3ф КЗ, А	Тр, мс	1ф КЗ, А	Тр, мс
ВЛ 220 кВ Владимирская – Бумажная 1	2745	18	2023	21
ВЛ 220 кВ Владимирская – Бумажная 2	2745	18	2023	21
ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Бумажная	1288	19	1001	22
ВЛ 220 кВ Бумажная – Партизанская	1360	16	1020	18
АТ-1	0	0	763	37
АТ-2	0	0	763	37

Выполним расчет для случая 3-ф КЗ:

$$T_{p.эkv} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \cdot T_{a.i} \right) = 17 \text{ мс},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,017}} = 1,55.$$

Выполним расчет для случая 1-ф КЗ:

$$T_{p.эkv} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \cdot T_{a.i} \right) = 24 \text{ мс}.$$

В таблице 8 представлены постоянные времена затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ на стороне 110 кВ.

Таблица 8 – Постоянные времени затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ на стороне 110 кВ

Присоединение	3ф КЗ, А	Тр, мс	1ф КЗ, А	Тр, мс
ВЛ 110 кВ Бумажная – Карьево I цепь	0	0	59	15
ВЛ 110 кВ Бумажная – Карьево II цепь	0	0	72	23
ВЛ 110 кВ Бумажная – Мазунино	0	0	73	23
ВЛ 110 кВ Бумажная – Бизяр (левая) с отпайками	0	0	132	20
ВЛ 110 кВ Бумажная – Бизяр (правая) с отпайками	0	0	142	19
ВЛ 110 кВ Бумажная – Калинички I цепь	0	0	102	20
ВЛ 110 кВ Бумажная – Калинички II цепь	0	0	102	20
ВЛ 110 кВ Бумажная – Тюриково с отпайкой на ПС Кишерть	0	0	70	22
ВЛ 110 кВ Бумажная – Глухарь с отпайками	0	0	81	16
АТ-1	4234	30	4754	34
АТ-2	4234	30	4754	34

Выполним расчет для случая 3-ф КЗ:

$$T_{p.э.кв} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \cdot T_{a.i} \right) = 30 \text{ мс} ,$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,03}} = 1,71.$$

Выполним расчет для случая 1-ф КЗ:

$$T_{p.э.кв} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \cdot T_{a.i} \right) = 33 \text{ мс} .$$

Для выключателей на термическую стойкость при КЗ вычисляется интеграл Джоуля:

$$B_K = \int_0^{t_{откл}} i_{Kt}^2 dt , \quad (5)$$

В связи с тем, что ($t_{откл}$) сумма времени срабатывания устройств РЗ и времени отключения выключателей меньше значений предельно допустимого времени (t_m) воздействия нормированного тока термической стойкости выключателя (I_m), проверяется условие:

$$B_K \leq I_m \cdot I_m \cdot t_m, \quad (6)$$

Результаты расчетов тока КЗ и проверки выключателей приведены в таблицах 9 и 10.

Выводы по разделу 1.

«Выбор мощности вновь устанавливаемой БСК ПС 220 кВ Бумажная осуществляется следующим образом: сначала проводились расчеты без учета БСК. При выявлении схемно-режимной ситуации, когда для обеспечения допустимых параметров электрического режима требовалось включение БСК, моделировалось ее включение с требуемой мощностью. Мощность определялась по значению V_{III} в нормальной схеме. При проведении остальных расчетов проверялась достаточность принятой ранее мощности БСК.

Расчетная величина V_{III} составила 3900 мкСм, при этом номинальная мощность БСК должна быть не менее 50 Мвар.

В связи с отсутствием свободного места в ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ Бумажная вновь устанавливаемую БСК предлагается подключить в существующую ячейку.

Параметры вновь устанавливаемого оборудования для подключения БСК должны быть следующими: номинальный ток выключателя и разъединителей должен составлять не менее 270 А, ошиновку требуется выполнить проводом сечением не менее АС-120 для исключения перегрузки по току на всем диапазоне температур наружного воздуха до +40⁰С» [20].

Таблица 9 - Результаты расчетов токов КЗ и проверки выключателей на 2028 год

Наименование присоединения	Тип выключателя	Номинальный ток отключения выключателя	Установившийся ток КЗ через выключатель		Проверка на отключающую способность	Предельный сквозной ток выключателя	Постоянная времени энергосистемы	Ударный коэффициент	Ударный ток КЗ	Проверка на электродинамическую устойчивость							
			I _{ном} , кА	I _{кз} , кА							I _{ном} > I _{кз}	i _{скв} , кА	T _а , мс	к _{уд}	i _{уд} , кА	i _{скв} > i _{уд}	
				3ф													1ф
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11							
ВГ 220 кВ ВЛ Партизанская	GL314	50	8,03	7,56	Выполняется	125	17	1,55	17,6	Выполняется							
ВГ 220 кВ ВЛ Красноуфимская	HGF1014	40	8,12	7,58	Выполняется	170	17	1,55	17,8	Выполняется							
ВГ 220 кВ ВЛ Владимирская 1	HGF1014	40	6,51	6,48	Выполняется	170	17	1,55	14,3	Выполняется							
ВГ 220 кВ ВЛ Владимирская 2	GL314	50	6,51	6,48	Выполняется	125	17	1,55	14,3	Выполняется							
ШОВМ 220 кВ	МКП220	20	9,54	8,67	Выполняется	50	17	1,55	20,9	Выполняется							
ВМ 220 кВ АТ1	ВМТ220	25	9,24	7,62	Выполняется	65	17	1,55	20,3	Выполняется							
ВМ 220 кВ АТ2	У220	20	9,24	7,62	Выполняется	65	17	1,55	20,3	Выполняется							
ВМ 110 кВ АТ1	ВМТ110	25	5,79	7,16	Выполняется	65	30	1,71	14,0	Выполняется							
ВМ 110 кВ АТ2	ВМТ110	25	5,79	7,16	Выполняется	65	30	1,71	14,0	Выполняется							
ВМ 110 кВ ВЛ Карьево 1	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется							
ВМ 110 кВ ВЛ Карьево 2	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется							
ВМ 110 кВ ВЛ Мазунино	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется							
ВМ 110 кВ ВЛ Бизяр Левая	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется							
ВМ 110 кВ ВЛ Бизяр Правая	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется							
ВМ 110 кВ ВЛ Калинички 1	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется							

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВМ 110 кВ ВЛ Калиничи 2	МКП 110-3.5	18,4	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Тюриково	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Глухарь	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ВМ 110 кВ Т3	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ВМ 110 кВ Т4	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ОВМ 110 кВ	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ШСВМ 110 кВ	МКП110	20	10,44	12,43	Выполняется	50	30	1,71	25,2	Выполняется
ВЭ 110 БСК (вновь устанавливаемый)	-	-	10,44	12,43	-	-	30	1,71	25,2	-

Таблица 10 - Результаты расчетов токов КЗ и проверки выключателей на 2028 год

Наименование присоединения	Тип выключателя	Время протекания термической стойкости выключателя	Время отключения выключателя	Время срабатывания релейной защиты	Время отключения цепи	Тепловой импульс КЗ	Допустимый тепловой импульс	Проверка на термическую устойчивость
		t_T, c	t_{OV}, c	t_{PZ}, c	t_{OTK}, c			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВГ 220 кВ ВЛ Партизанская	GL314	3	0,04	0,1	0,14	9,0	7500	Выполняется

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВГ 220 кВ ВЛ Красноуфимская	HGF1014	3	0,04	0,1	0,14	9,2	4800	Выполняется
ВГ 220 кВ ВЛ Владимирская 1	HGF1014	3	0,04	0,1	0,14	5,9	4800	Выполняется
ВГ 220 кВ ВЛ Владимирская 2	GL314	3	0,04	0,1	0,14	5,9	7500	Выполняется
ШОВМ 220 кВ	МКП220	3	0,06	0,1	0,16	14,6	1200	Выполняется
ВМ 220 кВ АТ1	ВМТ220	3	0,06	0,04	0,1	8,5	1875	Выполняется
ВМ 220 кВ АТ2	У220	3	0,06	0,04	0,1	8,5	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ АТ1	ВМТ110	3	0,06	0,04	0,1	5,1	1875	Выполняется
ВМ 110 кВ АТ2	ВМТ110	3	0,06	0,04	0,1	5,1	1875	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Карьево 1	МКП110	3	0,08	0,1	0,18	27,8	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Карьево 2	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Мазунино	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Бизяр Левая	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Бизяр Правая	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Калинички 1	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Калинички 2	МКП 110-3.5	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1015,68	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Тюриково	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ ВЛ Глухарь	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ Т3	МКП110	3	0,055	0,04	0,095	14,7	1200	Выполняется
ВМ 110 кВ Т4	МКП110	3	0,055	0,04	0,095	14,7	1200	Выполняется
ОВМ 110 кВ	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ШСВМ 110 кВ	МКП110	3	0,055	0,1	0,155	23,9	1200	Выполняется
ВЭ 110 БСК (вновь устанавливаемый)	-	-	-	0,02	0,02	3,1	0	-

«Результаты проверки показали, что существующие выключатели на ПС 220 кВ Бумажная соответствуют текущим значениям токов КЗ, а также токам КЗ в перспективе на 5 лет.

Для вновь устанавливаемого выключателя устанавливаются следующие требования:

- номинальный ток: не ниже 600А;
- номинальный ток отключения: не ниже 20 кА;
- предельный сквозной ток по условию динамической стойкости: не ниже 40 кА;
- термическая стойкость: не ниже 3 с» [20].

«Для коммутации конденсаторных батарей могут применяться выключатели, возможность использования которых в этом режиме указана в технических условиях или другой технической документации предприятия-изготовителя.

Рекомендуется применение выключателей с очень низкой вероятностью повторных пробоев (класс С2) при отключении емкостных токов. Класс выключателя С2 должен быть документально подтвержден предприятием-изготовителем» [13].

2 Выбор электрооборудования для установки на ПС, определение параметров заземляющего устройства

2.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения

В связи с отсутствием свободного места на ПС 220 кВ Бумажная для размещения БСК 110 кВ и подключения ее к РУ 110 кВ принята существующая схема подключения БСК 110 кВ (подключение БСК 110 кВ к ошиновке 110 кВ АТ2).

Схема подключения БСК 110 кВ к ПС Бумажная представлена на рисунке 8.

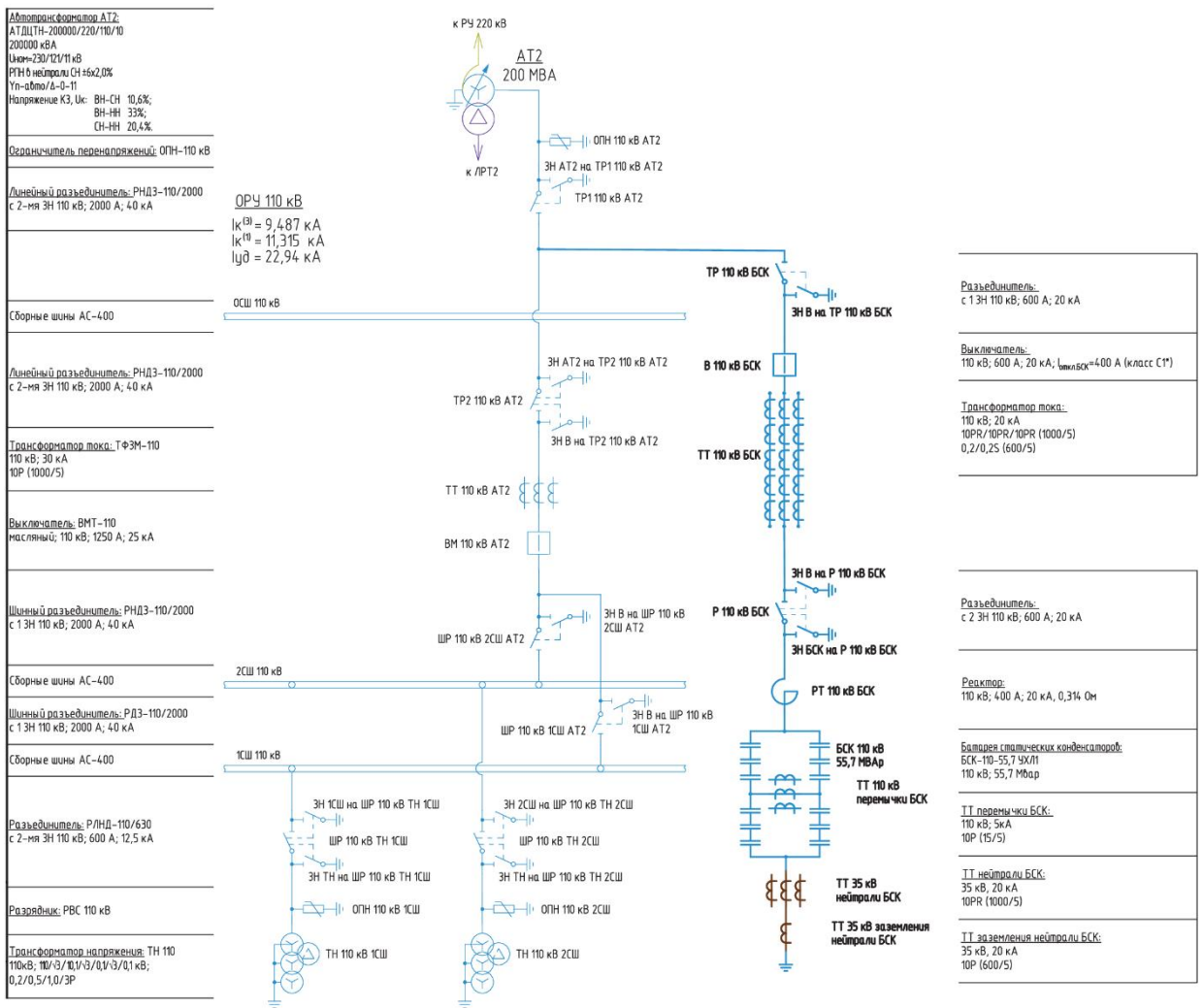


Рисунок 8 - Схема подключения БСК 110 кВ к ПС Бумажная

Первичное оборудование существующего присоединения БСК 110 кВ:

- БСК 110 кВ мощностью 55,7 МВАр, тип конденсаторов: КС1-066-20У1;
- выключатель масляный БСК 110 кВ тип: МКП110 с приводом ШПЭ-33 изготовлен заводом «УЭТМ» в 1979 г;
- разъединители ТР 110 кВ БСК и Р 110 кВ БСК типа РНДЗ-110/630 изготовлены заводом «ЭЛВО», г. В-Луки в 1979 г;
- ТН-110 БСК ф «А», «В», «С» типа НКФ-110-57 У1 изготовлены в 1989 г;
- ТТ-35 БСК ф «А», «В», «С» типа ТФН-35Н изготовлены в 1979 г.

Основное проектируемое оборудование 110 кВ:

- БСК 110 кВ мощностью 55,7 МВАр (1 трехфазный комплект);
- выключатель элегазовый колонковый 110 кВ (1 шт.);
- разъединители трехполюсные горизонтально-поворотные 110 кВ (2 шт.);
- токоограничивающий реактор 110 кВ (3 шт.);
- трансформатор тока элегазовый 110 кВ (6 шт.);
- трансформатор тока в литой изоляции 35 кВ для установки в нейтрали БСК (3 шт.);
- трансформатор тока в литой изоляции 35 кВ для установки в заземлении нейтрали БСК (1 шт.).

Выбор оборудования представлен в подразделе 2.2 данного раздела.

2.2 Выбор оборудования

2.2.1 Основные положения выбора оборудования

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение

воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев, с высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает, в результате чего образуются мощные слои инверсии.

Климатические условия местности представлены в таблице 11 в соответствии с ПУЭ 7-е изд.

Таблица 11 – Климатические условия местности

Параметр	Значение
Средняя годовая температура воздуха	+3,0 °С
Абсолютный минимум температуры	минус 50 °С
Абсолютный максимум температуры	+37,2 °С
Район по давлению ветра	II
Район по гололеду	III
Район по пляске проводов	Умеренный
Нормативная толщина стенки гололеда	«20 (III район по гололеду, согласно» [21])
«Нормативное ветровое давление ветра (скорость ветра)	500 Па (29 м/с) (II район по ветру, согласно» [21])
«Среднегодовая продолжительность гроз	20-40 часов в год, (III район по грозам, согласно» [21])
Диапазон рабочих температур оборудования наружной установки	от –60 до +40 °С
Сейсмическая активность по шкале MSK-64	до 6 баллов

«Согласно ГОСТ 15150-69 указанный район относится к макроклиматическим районам с умеренным климатом. Оборудование, устанавливаемое на открытой территории ПС, принято с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе «УХЛ1» по ГОСТ 15150-69» [4].

«Сейсмичность района строительства – 6 баллов по шкале MSK-64 согласно СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах СНиП II-7-81» [24].

Изоляция принятого к установке оборудования 110 кВ – фарфор.

2.2.2 Выбор оборудования 110 кВ

Исходные данные для выбора оборудования 110 кВ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные и выбор параметров оборудования 110 кВ

Параметры выбора	Ед., изм.	Обозначение и метод определения	Числовое значение
«Номинальное напряжение сети	кВ	$U_{\text{сети.ном}}$	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	$U_{\text{раб.ном}}$	126
Номинальный ток оборудования, не менее	А	$I_{\text{ном}}$	600» [12]
Расчетный ток БСК в нормальном режиме	А	$I_{\text{БСК}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}}$	$I_{\text{БСК}} = \frac{55700}{\sqrt{3} \cdot 110} = 292,3$
Расчетный ток БСК в аварийном режиме	А	$I_{\text{БСК}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.авар}}}$	$I_{\text{БСК}} = \frac{55700}{\sqrt{3} \cdot 84,7} = 380$
Ток при трехфазном КЗ на шинах ОРУ 110 кВ в максимальном режиме на 2028 г	кА	$I_{\text{к}}^{(3)}$	10,43
Ток при однофазном КЗ на шинах ОРУ 110 кВ в максимальном режиме на 2028 г	кА	$I_{\text{к}}^{(1)}$	12,43
«Принятое условное время срабатывания релейной защиты	с	$t_{\text{р.з}}$	0,01
Полное время отключения выключателя	с	$t_{\text{в.откл}}$	0,06
Время отключения тока КЗ, Расчетная продолжительность КЗ	с	$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{в.откл}}$	$0,01 + 0,06 = 0,07$
Время отключения резервной защиты	с	$t_{\text{макс}}$	1,0
Периодическая составляющая тока КЗ	кА	$I_{\text{п}} = I_{\text{к}}^{(1)}$	12,43
Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ	с	$T_{\text{а}} = \frac{X_{\text{эк}}}{\omega_{\text{синх}} \cdot R_{\text{эк}}}$	0,03
Апериодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени $\tau = 0$ (с)» [12]	кА	$i_{\text{а0}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}$	$i_{\text{а0}} = \sqrt{2} \cdot 12,43 = 21,53$
Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени $\tau = t_{\text{откл}}$ (с)	кА	$i_{\text{ат}} = i_{\text{а0}} \cdot e^{\left(\frac{-\tau}{T_{\text{а}}}\right)}$	$i_{\text{ат}} = 21,53 \cdot e^{\left(\frac{-0,07}{0,03}\right)} = 21,53 \cdot 0,097 = 2,09$

Продолжение таблицы 12

Параметры выбора	Ед., изм.	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Ток КЗ в момент времени $\tau = t_{откл}$ (с)	кА	$i_{кт} = i_{пт} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot I_{пт} + I_{ат}$	$i_{кт} = \sqrt{2} \cdot 12,43 +$ $+2,09 = 19,67$
Ударный коэффициент	-	$k_{уд}$	1,71
Ударный ток КЗ	кА	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0}$	$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,71 \cdot$ $\cdot 10,44 = 25,2$
Интеграл Джоуля	кА ² · с	$B_{к} = \int_0^{t_{откл}} i_{к}^2 dt =$ $= I_{п}^2 \cdot (t_{макс} + T_{а})$	$B_{к} = 12,43^2 \cdot (1,0 +$ $+0,03) = 159,14$

2.2.2.1 Выключатель 110 кВ

«Для коммутации цепей напряжением 110 кВ, переменного тока частотой 50 Гц в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах, к установке принят элегазовый колонковый выключатель с электродвигательным приводом» [12]. Расчетные параметры и условия выбора выключателя 110 кВ приведены в таблице 13.

Таблица 13 –Расчётные данные и условия выбора выключателя 110 кВ

«Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Условия выбора			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном.сети} = 110$	\leq	$U_{ном} = 110$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{раб.макс} = 126$	\leq	$U_{макс} = 126$
Номинальный ток, А	$I_{БСКраб.} = 292$	\leq	$I_{ном} = 600$
Ток отключения одиночной конденсаторной батареи, А	$I_{БСКавар.} = 380$	\leq	$I_{откл.БСК} = 400$ Класс С1 согласно ГОСТ Р 52565-2006» [7]
Проверка на коммутационную способность			
«Номинальный ток включения/отключения, кА	$I_{п0} = 12,43$	\leq	$I_{вкл} = 20$
Максимальный ток включения/отключения, кА» [12]	$i_{уд} = 25,2$	\leq	$i_{вкл} = 40$

Продолжение таблицы 13

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей номинального тока отключения $\beta_{\text{норм}}$, %	$\beta_{\text{факт}} = 6,6$	\leq	$\beta_{\text{норм}} = 40$
Аperiodическая составляющая номинального тока в момент времени $\tau = t_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{ат}} = 1,30$	\leq	$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}}}{100}$ $\cdot I_{\text{откл.ном}} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 20 =$ $= 11,3$
Номинальный ток отключения в момент времени $\tau = t_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{кт}} = 19,67$	\leq	$i_{\text{откл.ном}} =$ $= \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot$ $\cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \right) = \sqrt{2} \cdot$ $\cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 39,6$
Проверка на электродинамическую стойкость			
«Сквозной ток КЗ - периодическая составляющая, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{пр.скв}} = 20$
Сквозной ток КЗ - наибольший пик, кА» [12]	$i_{\text{уд}} = 25,2$	\leq	$i_{\text{пр.скв}} = 40$
Проверка на термическую стойкость			
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{тер}} = 20$
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	$B_{\text{к}} = 159,14$	\leq	$B_{\text{тер}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt =$ $= I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} =$ $= 20^2 \cdot 3 = 1200$ <p style="text-align: center;">при $t_{\text{откл}} = 3$ с</p>

Технические характеристики представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики выключателей 110 кВ

«Наименование параметра	Значение параметра
Тип выключателя	Элегазовый колонковый
Вид привода	электро-двигательный
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, не менее, А, при частоте 50 Гц	600
Ток отключения одиночной конденсаторной батареи, А	400 (класс C1)
Номинальный ток отключения / включения, кА	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), не менее	40
Ток термической стойкости для промежутка времени 3 с, не менее	20
Полное время отключения, мс, не более	55
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000» [12]
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Исполнение изоляции	фарфор

2.2.2.2 Разъединитель 110 кВ

«Для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи напряжением 110 кВ, переменного тока частотой 50 Гц, токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных линий, для создания видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей, к установке принят трехполюсный разъединитель горизонтально-поворотного типа с главными ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельно основанию» [2]. Расчетные параметры и условия выбора разъединителя 110 кВ приведены в таблице 15. Технические характеристики представлены в таблице 16.

Таблица 15 –Расчётные данные и условия выбора разъединителя 110 кВ

«Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Условия выбора			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном.сети}} = 110$	\leq	$U_{\text{ном}} = 110$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.макс}} = 126$	\leq	$U_{\text{макс}} = 126$
Номинальный ток, А	$I_{\text{БСКавар.}} = 380$	\leq	$I_{\text{ном}} = 600$
Проверка на электродинамическую стойкость			
Сквозной ток КЗ – периодическая составляющая, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{пр.скв}} = 20$
Сквозной ток КЗ - наибольший пик. кА» [12]	$i_{\text{уд}} = 25,2$	\leq	$i_{\text{пр.скв}} = 40$
Проверка на термическую стойкость			
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{тер}} = 20$
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	$B_{\text{к}} = 159,14$	\leq	$B_{\text{тер}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt =$ $= I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} =$ $= 20^2 \cdot 3 = 1200$ при $t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$

Таблица 16 – Технические характеристики разъединителя 110 кВ

Наименование параметра	Норма
Тип разъединителя	Горизонтально-поворотный
Вид привода	электродвигательный
«Расположение полюсов	параллельное
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, не менее, А	600
Номинальный кратковременный ток короткого замыкания, кА - для главных ножей время протекания - 3 с; - для заземлителей время протекания - 1 с;	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	40
Включение, отключение зарядных токов воздушных и кабельных линий, не более, А	1» [12]

Продолжение таблицы 16

Наименование параметра	Норма
Допустимая механическая нагрузка на выводы от присоединяемых проводов с учетом влияния ветровых нагрузок (скорость ветра до 15 м/с) и образования льда (толщина корки льда до 20 мм), не менее, Н	800
Номинальное напряжение цепей электромагнитной блокировки, В	=220
Номинальное напряжение питания электродвигателя, В	~380
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Исполнение изоляции	фарфор

2.2.2.3 Трансформаторы тока 110 кВ

«Трансформаторы тока 110 кВ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 110 кВ. Расчётные параметры и условия выбора трансформаторов тока, устанавливаемых у выключателя 110 кВ БСК, приведены в таблице 17» [2].

Таблица 17 – «Расчетные параметры и условия выбора трансформаторов тока 110 кВ (устанавливаемые у выключателя 110 кВ БСК)

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики трансформатора тока
Условия выбора			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном.сети}} = 110$	\leq	$U_{\text{ном}} = 110$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.макс}} = 126$	\leq	$U_{\text{макс}} = 126$ » [31]
Номинальный ток первичный, А	$I_{\text{БСКавар.}} = 380$	\leq	$I_{\text{ном.1}} = 1000$ и $I_{\text{ном.1}} = 600$

Продолжение таблицы 17

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики трансформатора тока
«Номинальный ток вторичный, А	-	-	$I_{ном.2} = 5$
Класс точности обмоток: для защиты для учета для измерений» [31]	-	-	10PR (3 обмотки) с кТ= 1000/5 0,2s (1 обмотка) с кТ = 600/5 0,2 (1 обмотка) с кТ = 600/5
«Проверка на электродинамическую стойкость			
Сквозной ток КЗ – периодическая составляющая, кА	$I_{п0} = 12,43$	\leq	$I_{пр.скв} = 20$
Сквозной ток КЗ - наибольший пик, кА» [31]	$i_{уд} = 25,2$	\leq	$i_{пр.скв} = 40$
Проверка на термическую стойкость			
Односекундный ток термической стойкости, кА	$I_{п0} = 12,43$	\leq	$I_{тер} = 20$ при $t_{откл} = 1$ с
Допустимый тепловой импульс. кА ² с	$B_k = 159,14$	\leq	$B_{тер} = \int_0^{t_{откл}} i_k^2 dt =$ $= I_{тер}^2 \cdot t_{откл} =$ $= 20^2 \cdot 1 = 400$

В таблице 18 приведены технические характеристики выбранного трансформатора тока, устанавливаемого у выключателя 110 кВ.

Таблица 18 – Технические характеристики трансформатора тока 110 кВ (устанавливаемые у выключателя 110 кВ)

«Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток первичной обмотки, А	1000 для обмоток 10PR/10PR/10PR и 600 для обмоток 0,2S/0,2

Продолжение таблицы 18

Наименование параметра	Норма
Номинальный ток вторичной обмотки, А	5
Односекундный ток термической стойкости, кА	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	40
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000» [12]
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Тип внешней изоляции	фарфор

В таблице 19 приведены расчетные параметры и условия выбора трансформаторов тока 110 кВ (устанавливаемые в перемычке нейтрали БСК).

Таблица 19 – Расчетные параметры и условия выбора трансформаторов тока 110 кВ (устанавливаемые в перемычке нейтрали БСК)

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики трансформатора тока
Условия выбора			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном.сети}} = 110$	\leq	$U_{\text{ном}} = 110$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.макс}} = 126$	\leq	$U_{\text{макс}} = 126$
Номинальный ток первичный, А	-	\leq	$I_{\text{ном.1}} = 15$
Номинальный ток вторичный, А	-	-	$I_{\text{ном.2}} = 5$
Класс точности обмоток: для защиты	-	-	10Р
Проверка на электродинамическую стойкость			
Сквозной ток КЗ – периодическая составляющая, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{пр.скв}} = 20$

Продолжение таблицы 19

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики трансформатора тока
Сквозной ток КЗ - наибольший пик, кА	$i_{уд} = 25,2$	\leq	$i_{пр.скв} = 40$
Проверка на термическую стойкость			
Односекундный ток термической стойкости, кА	$I_{п0} = 12,43$	\leq	$I_{тер} = 20$ при $t_{откл} = 1$ с
Допустимый тепловой импульс. кА ² с	$B_k = 159,14$	\leq	$B_{тер} = \int_0^{t_{откл}} i_k^2 dt =$ $= I_{тер}^2 \cdot t_{откл} =$ $= 20^2 \cdot 1 = 400$

В таблице 20 приведены технические характеристики выбранного трансформатора тока, устанавливаемого в перемычке нейтрали БСК.

Таблица 20 – Технические характеристики трансформатора тока 110 кВ (устанавливаемые в перемычке нейтрали БСК)

«Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочей напряжение, кВ	126
Номинальный ток первичной обмотки, А	15
Номинальный ток вторичной обмотки, А	5
Класс точности	10P
Односекундный ток термической стойкости, кА	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	40
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000» [34]
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Тип внешней изоляции	фарфор

«Для выполнения защит БСК 110 кВ в работе предусматривается установка трансформаторов тока 35 кВ в цепях нейтрали каждой фазы

устанавливаемой БСК 110 кВ и заземления нейтрали БСК 110 кВ» [20]. В таблице 21 приведены технические характеристики трансформаторов тока нейтрали БСК 110 кВ. В таблице 22 приведены технические характеристики трансформаторов тока заземления нейтрали БСК 110 кВ.

Таблица 21 – «Технические характеристики трансформатора тока нейтрали БСК 110 кВ

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток первичной обмотки, А	1000
Номинальный ток вторичной обмотки, А	5
Класс точности	10PR
Односекундный ток термической стойкости, кА	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	40
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000» [2]
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Тип внешней изоляции	литая

Таблица 22 – Технические характеристики трансформатора тока заземления нейтрали БСК 110 кВ

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	35
«Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток первичной обмотки, А	600
Номинальный ток вторичной обмотки, А	5
Класс точности	10P
Односекундный ток термической стойкости, кА	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	40
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1» [12]

Продолжение таблицы 22

Наименование параметра	Норма
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Тип внешней изоляции	литая

2.2.2.4 Токоограничивающий реактор 110 кВ

Для ограничений токов короткого замыкания в электрической сети напряжением 110 кВ, переменного тока частотой 50 Гц, предусмотрена установка однополюсных токоограничивающих реакторов. Расчетные параметры и условия выбора токоограничивающего реактора 110 кВ приведены в таблице 23. Технические характеристики представлены в таблице 24.

Таблица 23 – «Расчетные данные и условия выбора токоограничивающего реактора 110 кВ

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Условия выбора			
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном.сети}} = 110$	\leq	$U_{\text{ном}} = 110$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.макс}} = 126$	\leq	$U_{\text{макс}} = 126$
Номинальный ток, А	$I_{\text{БСКавар.}} = 380$	\leq	$I_{\text{ном}} = 400$
Проверка на электродинамическую стойкость			
Сквозной ток КЗ – периодическая составляющая, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{пр.скв}} = 20$
Сквозной ток КЗ - наибольший пик. кА» [32]	$i_{\text{уд}} = 25,2$	\leq	$i_{\text{пр.скв}} = 40$
Проверка на термическую стойкость			
Ток термической стойкости, кА	$I_{\text{п0}} = 12,43$	\leq	$I_{\text{тер}} = 20$

Продолжение таблицы 23

Наименование	Расчетные данные	Условие	Характеристики аппарата
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	$B_k = 159,14$	\leq	$B_{\text{тер}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_k^2 dt =$ $= I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} =$ $= 20^2 \cdot 3 = 1200$ при $t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$

Таблица 24 – Технические характеристики токоограничивающего реактора 110 кВ

«Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	400
Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	0,314
Номинальный кратковременный ток короткого замыкания, кА – для главных ножей время протекания - 3 с; – для заземлителей время протекания - 1 с;	20
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости), кА	40
Высота установки над уровнем моря, м, до	1000» [2]
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Исполнение изоляции	фарфор

2.2.2.5 Ошиновка 110 кВ

«Перемычки и спуски к оборудованию предусматриваются проводом АС 150/24 – номинальный ток 450 А. Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки 110 кВ приведены в таблице 25» [14].

Таблица 25 – Расчетные данные и условия выбора гибкой ошиновки 110 кВ

Наименование	Расчетные данные	Услови е	Характеристики ошиновки
Условия выбора			
Номинальный ток, А	$I_{\text{БСКавар.}} = 380$	\leq	$I_{\text{ном}} = 450$
Проверка на термическую стойкость			
Допустимый тепловой импульс, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 159,14$	-	-
Коэффициент для провода АС, при $\vartheta_{\text{доп}} = 200^\circ\text{C}$	$C_{\text{тер}} = 90$	-	-
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм^2	$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{тер}}} =$ $= \frac{\sqrt{159,14 \cdot 10^6}}{90} =$ $= 135,7$	\leq	$S_{\text{пр}} = 150$

2.2.2.6 Батарея статических конденсаторов 110 кВ

«Выбор мощности вновь устанавливаемой БСК ПС 220 кВ Бумажная осуществлялся следующим образом: сначала проводились расчеты без учета БСК. При выявлении схемно-режимной ситуации, когда для обеспечения допустимых параметров электрического режима требовалось включение БСК, моделировалось ее включение с требуемой мощностью. Мощность определялась по значению $B_{\text{ш}}$ в нормальной схеме. При проведении остальных расчетов проверялась достаточность принятой ранее мощности БСК.

Расчетная величина $B_{\text{ш}}$ составила 3900 мкСм, при этом номинальная мощность БСК должна быть не менее 50 Мвар» [20].

В таблице 26 приведены технические характеристики батареи статических конденсаторов 110 кВ.

На рисунке 9 приведено размещение опоры 110 кВ и БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Бумажная.

Таблица 26 – Технические характеристики батареи статических конденсаторов 110 кВ

«Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	292,3
Номинальная мощность, Мвар» [12]	55,7
Номинальная емкость, мкФ	14,65
Последовательность групп конденсаторов	6
Параллельность конденсаторов в группе	4+4
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
Верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха, °С	+40
Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С	-60
Тип изоляции	фарфор

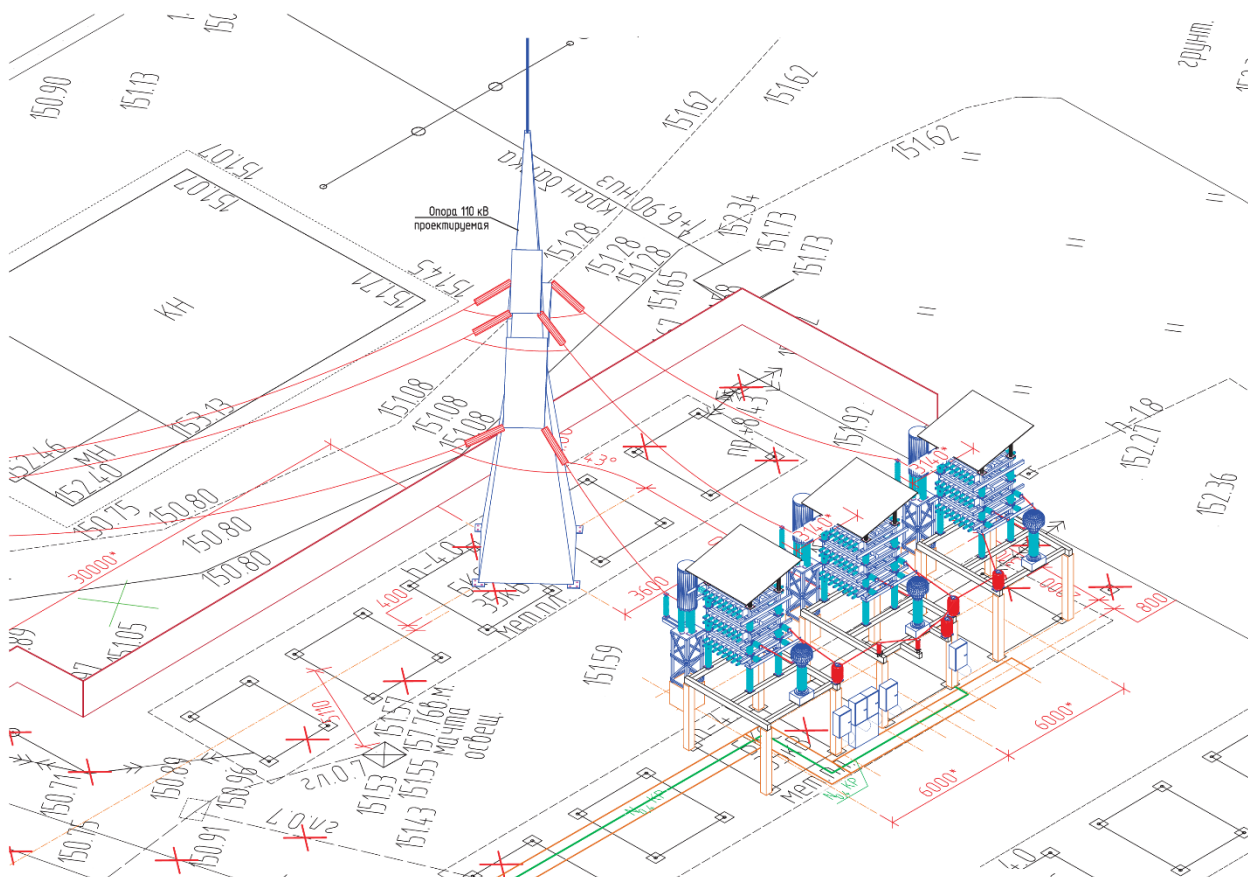


Рисунок 9 - Размещение опоры 110 кВ и БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Бумажная

2.3 Определение параметров заземляющего устройства

Оборудование, принятое к установке на ПС 220 кВ Бумажная, имеет сертификаты государственного образца и соответствует требованиям российских стандартов.

Всё существующее и вновь устанавливаемое оборудование проверено на устойчивость к динамическому и термическому действию токов КЗ, а также по максимальным нагрузкам.

Заземляющее устройство существующее, запроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ 7-е издание.

Молниезащита обеспечивается проектируемым молниеотводом (высотой 27 м) установленным на проектируемой опоре ВЛ 110 кВ, проектируемым молниеотводом (высотой 16 м) установленным на существующем металлическом портале, а также существующими молниеотводами: отдельно стоящими и установленными на порталах 220 кВ. Расчет зоны молниезащиты выполнен согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003. План молниезащиты показан на рисунке 10.

В работе учтены требования СО 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех».

Для заземления проектируемого оборудования в данной работе предусматривается монтаж заземляющего устройства (далее – ЗУ). Проектируемое ЗУ присоединяется к основному контуру ПС 220 кВ Бумажная. Заземление проектируемого оборудования 110 кВ выполняется к проектируемому контуру заземления. В качестве горизонтальных заземлителей используется сталь полосовая 40×5 мм (оборудование 110 кВ). В качестве вертикальных заземлителей используется сталь круглая диаметром 18 мм и длиной 5 м.

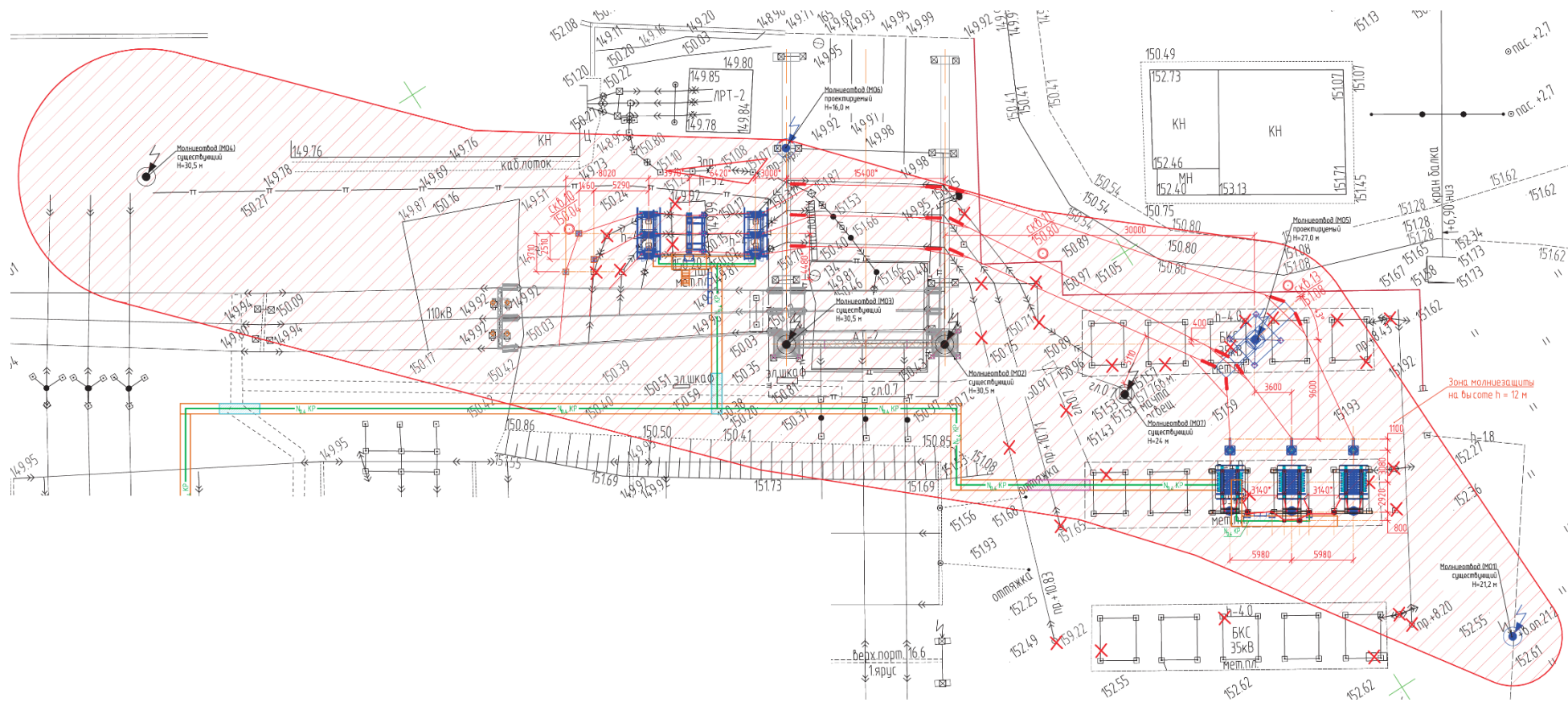


Рисунок 10 - План молниезащиты БСК 110 кВ

Проектируемое ЗУ предусмотрено в виде сетки состоящей из горизонтальных и вертикальных заземлителей. «В качестве горизонтальных заземлителей предусмотрена прокладка стальной оцинкованной полосы, сечением 40×5 мм (ГОСТ 103-2006), на глубине 0,7 м» [3]. «В качестве вертикальных заземлителей предусмотрен оцинкованный стальной прокат круглого сечения диаметром 18 мм (ГОСТ 2590-2006) длиной 5 м» [5].

План заземления ПС 220 кВ Бумажная представлен на рисунке 11.

2.3.1 Характеристика заземляющего устройства

Заземляющее устройство на ПС 220 кВ Бумажная – существующее. Дата ввода в эксплуатацию 1963 г, состояние – удовлетворительное.

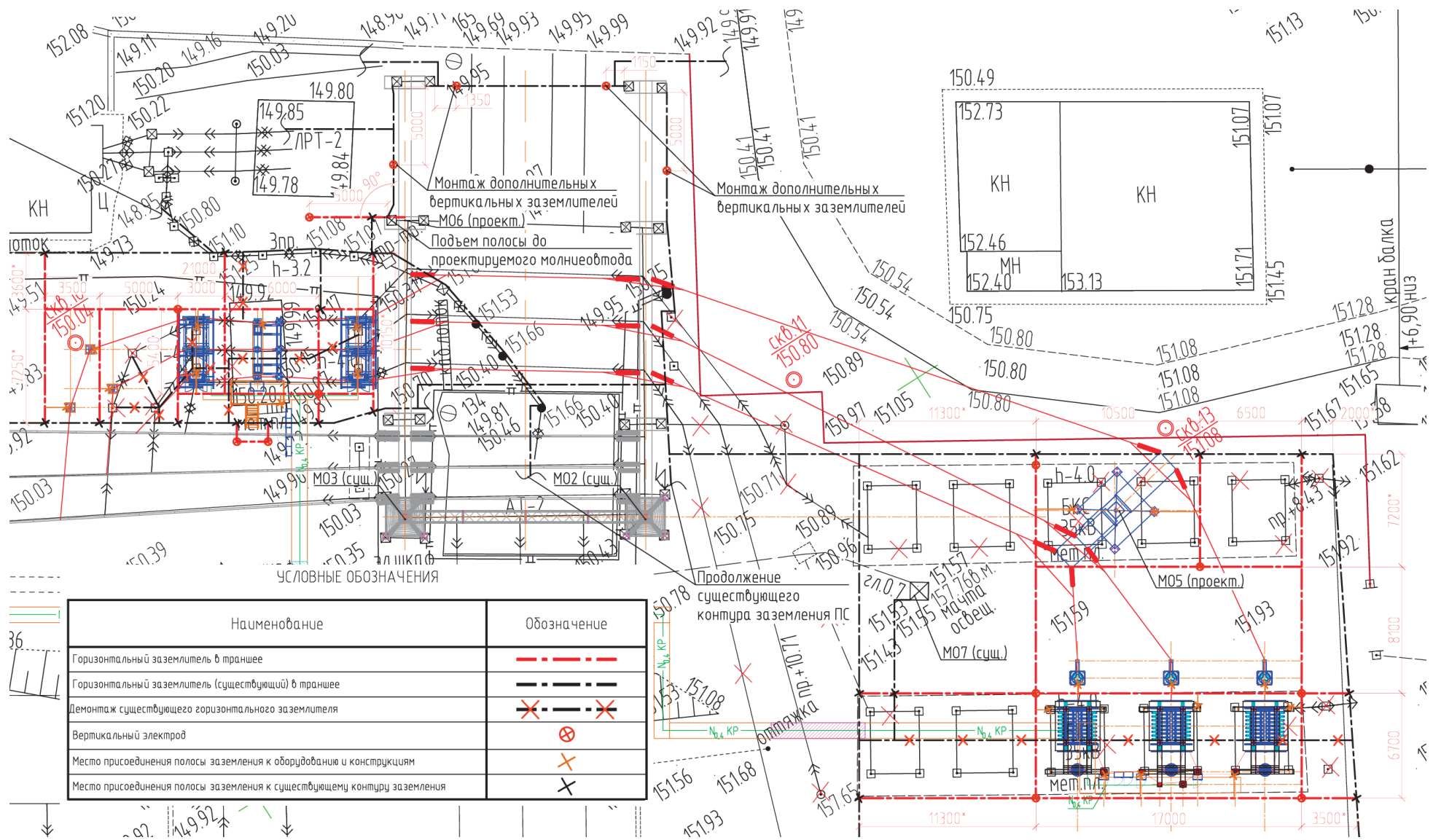
Материал заземлителей и заземляющих проводников – сталь. Профиль соединительных шин: полоса, прут, трос.

Глубина залегания шин заземлителей 0,5-1 м.

Согласно паспорту ЗУ ПС 220 кВ Бумажная ЗУ в целом пригодно к эксплуатации при устранении недостатков. Сопротивление заземляющего устройства растеканию тока составляет:

- для ОРУ 220 кВ – 0,067 Ом;
- для ОРУ 110 кВ – 0,067 Ом;
- для ОРУ 35 кВ – 0,067 Ом.

«Металлические части здания ПС, металлоконструкции под установку оборудования и металлические шкафы на территории ОРУ соединены с контуром заземления заземляющими проводниками. Кабельные конструкции и металлические корпуса также присоединяются к контуру заземления электростанции» [16].



Наименование	Обозначение
Горизонтальный заземлитель в траншее	— — — — —
Горизонтальный заземлитель (существующий) в траншее	— — — — —
Демонтаж существующего горизонтального заземлителя	— × — × —
Вертикальный электрод	⊕
Место присоединения полосы заземления к оборудованию и конструкциям	⊕
Место присоединения полосы заземления к существующему контуру заземления	⊕

Рисунок 11 - План заземления ПС 220 кВ Бумажная

«В здании ОПУ предусмотрена система уравнивания потенциалов посредством соединения с главной заземляющей шиной (ГЗШ) следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника питающих линии;
- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания;
- всех металлоконструкций здания;
- экранов и брони кабелей при вводе в здание;
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- проводящих конструкций внутри помещений.

В качестве ГЗШ (главная заземляющая шина) предусмотрена шина РЕ щита собственных нужд переменного тока 0,4 кВ, установленного в здании ОПУ» [19].

ГЗШ обеспечивает возможность присоединения необходимого количества заземляющих проводников.

2.3.2 Характеристика грунта

В качестве исходных данных по характеристикам грунта использовался технический отчет по результатам комплексного обследования ЗУ ПС, а также паспорт на заземляющее устройство ПС 220 кВ Бумажная.

По почвенно-географическому районированию исследуемый район относится к зоне умеренных широт. Преобладающими почвами являются дерново-, средне- и сильноподзолистые, дерново-луговые, торфяно-болотные.

Удельное сопротивление грунта:

$$\rho_1 = 95 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \rho_2 = 29 \text{ Ом} \cdot \text{м}, h_{\text{верх.слоя}} = 0,3 \text{ м}.$$

2.3.3 Проверка сечения заземляющих проводников и заземлителей

«Допустимые сечения для элементов ЗУ определяют по следующему выражению, исходя из допустимой по ПУЭ температуры нагрева, согласно Приложению Ж, СТО 56947007-29.240.044-2010» [26].

Допустимое сечение для элементов ЗУ определяется по следующему выражению:

$$S \geq I_{кз} \cdot S_{1кА} \cdot q \quad (7)$$

$$q = \begin{cases} \sqrt{t + 0,09} & t < 1 \text{ с} \\ 0,8\sqrt{t} & t > 1 \text{ с} \end{cases} \quad (8)$$

где « S – поперечное сечение проводника мм^2 ;

$S_{1кА}$ – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 с;

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока» [26].

«В соответствии с таблицей Ж.1 для горизонтального стального заземлителя $S_{1кА} = 14 \text{ мм}^2 / \text{кА}$, а для заземляющего проводника из стали, подсоединённого к аппарату $S_{1кА} = 16 \text{ мм}^2 / \text{кА}$.

При $t = 0,1 \text{ с}$ » [26]:

$$q = \sqrt{0,1 + 0,09} = 0,44,$$

«сечение горизонтального стального заземлителя» [26]:

$$S \geq 11,315 \cdot 14 \cdot 0,44,$$

$$S \geq 69,7 \text{ мм}^2,$$

«сечение заземляющего проводника из стали, подсоединённого к аппарату» [26]:

$$S \geq 11,315 \cdot 16,5 \cdot 0,44,$$

$$S \geq 82,15 \text{ мм}^2 - \text{ для аппаратов } 110 \text{ кВ.}$$

«Согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013, таблица 54.1, с точки зрения коррозионной и механической стойкости, минимальные размеры проложенных в земле заземляющих электродов из полосы стальной должны быть не менее $S=90 \text{ мм}^2$ и толщиной 3 мм» [6].

Существующие горизонтальные заземлители и заземляющие проводники, выполнены из стальной полосы не менее 40×5 ($S=200 \text{ мм}^2$), существующие вертикальные заземлители – из стального круга диаметром не менее 18 мм ($S=254 \text{ мм}^2$). Данные значения соответствуют минимально допустимым сечениям.

2.3.4 Расчет заземляющего устройства

Расчет ЗУ проектируемой ячейки 110 кВ Бумажная был выполнен в программном комплексе ElectricCS Storm [11].

Выполненный расчет позволяет сделать вывод, что заземляющее устройство удовлетворяет по сопротивлению растекания.

Исходные данные и результат расчёта ЗУ ПС приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Результат расчёта ЗУ ПП

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
«Климатическая зона	-	1
Глубина залегания верхнего слоя грунта	м	до 2
Удельное сопротивление верхнего слоя грунта	Ом·м	95
Удельное сопротивление нижнего слоя грунта	Ом·м	29
Химическая активность грунта	-	Нормальная
Тип грунта верхнего слоя	-	Суглинок
Тип грунта нижнего слоя	-	Суглинок
Тип грунта поверхностного слоя грунта	-	Суглинок
Глубина заложения горизонтальных элементов	м	0,7
Ток однофазного КЗ на землю (в сети 110 кВ)	А	11970
Вид горизонтального электрода	-	Полоса
Ширина (диаметр) горизонтального электрода	мм	40
Толщина горизонтального электрода	мм	5
Вид вертикального электрода	-	Стержень
Диаметр вертикального электрода	мм	18
Длина вертикального электрода	м	5
Длина продольного ряда	м	22
Число продольных рядов	шт.	5
Длина поперечного ряда	м	12
Число поперечных рядов	шт.	6
Расстояние между вертикальными электродами	м	5
Количество вертикальных заземлителей	шт.	14
Сезонный коэффициент	-	1,3
Общее сопротивление контура заземления ПС с учетом проектируемого контура заземления» [6]	Ом	0,063

Выводы по разделу 2.

БСК 110 кВ подключается к ошиновке 110 кВ АТ2.

«Произведен выбор нового оборудования 110 кВ в ячейке БСК. К установке принят элегазовый колонковый выключатель с электродвигательным приводом, трехполюсный разъединитель горизонтально-поворотного типа с главными ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, трансформаторы тока 110 кВ устанавливаемые у выключателя 110 кВ БСК и в перемычке нейтрали БСК, трансформаторы тока 35 кВ в цепях нейтрали каждой фазы устанавливаемой БСК и заземления нейтрали БСК, токоограничивающий реактор 110 кВ, гибкая ошиновка 110 кВ, выполненная проводом АС 150/24, батарея статических конденсаторов 110 кВ» [20].

Всё существующее и вновь устанавливаемое оборудование было проверено на устойчивость к динамическому и термическому действию токов КЗ, а также по максимальным нагрузкам.

Молниезащита обеспечивается проектируемым молниеотводом (высотой 27 м) установленным на проектируемой опоре ВЛ 110 кВ, проектируемым молниеотводом (высотой 16 м) установленным на существующем металлическом портале, а также существующими молниеотводами: отдельно стоящими и установленными на порталах 220 кВ.

Для заземления нового оборудования в данной работе предусматривается монтаж заземляющего устройства, которое присоединяется к основному контуру ПС. В качестве горизонтальных заземлителей используется сталь полосовая 40×5 мм. В качестве вертикальных заземлителей используется сталь круглая диаметром 18 мм и длиной 5 м.

Выполнена проверка сечений элементов ЗУ, которая показала, что заземляющее устройство удовлетворяет по сопротивлению растекания.

3 Модернизация информационно-технологических систем ПС

К числу информационно-технологических систем (ИТС), рассматриваемых в данном разделе, относятся следующие:

- система релейной защиты (РЗ);
- система сетевой автоматики (СА);
- система противоаварийной автоматики (ПА);
- система режимной автоматики (РА);
- система оперативной блокировки;
- система регистрации аварийных событий (РАС);
- система сбора и передачи информации (ССПИ);
- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

«Также в данном разделе рассматриваются вопросы размещения оборудования в помещении ГЩУ и решения по питанию оборудования оперативным постоянным током» [27].

Схема распределения устройств ИТС по трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН) приведена на рисунке 12.

3.1 Общеподстанционный пункт управления

Здание ОПУ представляет собой капитальное одноэтажное здание. В здании ОПУ расположены релейный зал, главный щит управления, узел связи, помещение аккумуляторных батарей, кислотная, кабинет начальника подстанции, мастерская, санузел.

Проектируемое и демонтируемое шкафное оборудование располагается в помещении релейного зала. План размещения оборудования в помещении ГЩУ приведен на рисунке 13. Так же в рамках данной работы предусматривается частичная модернизация панели управления и индикации 11У установленной в помещении ГЩУ.

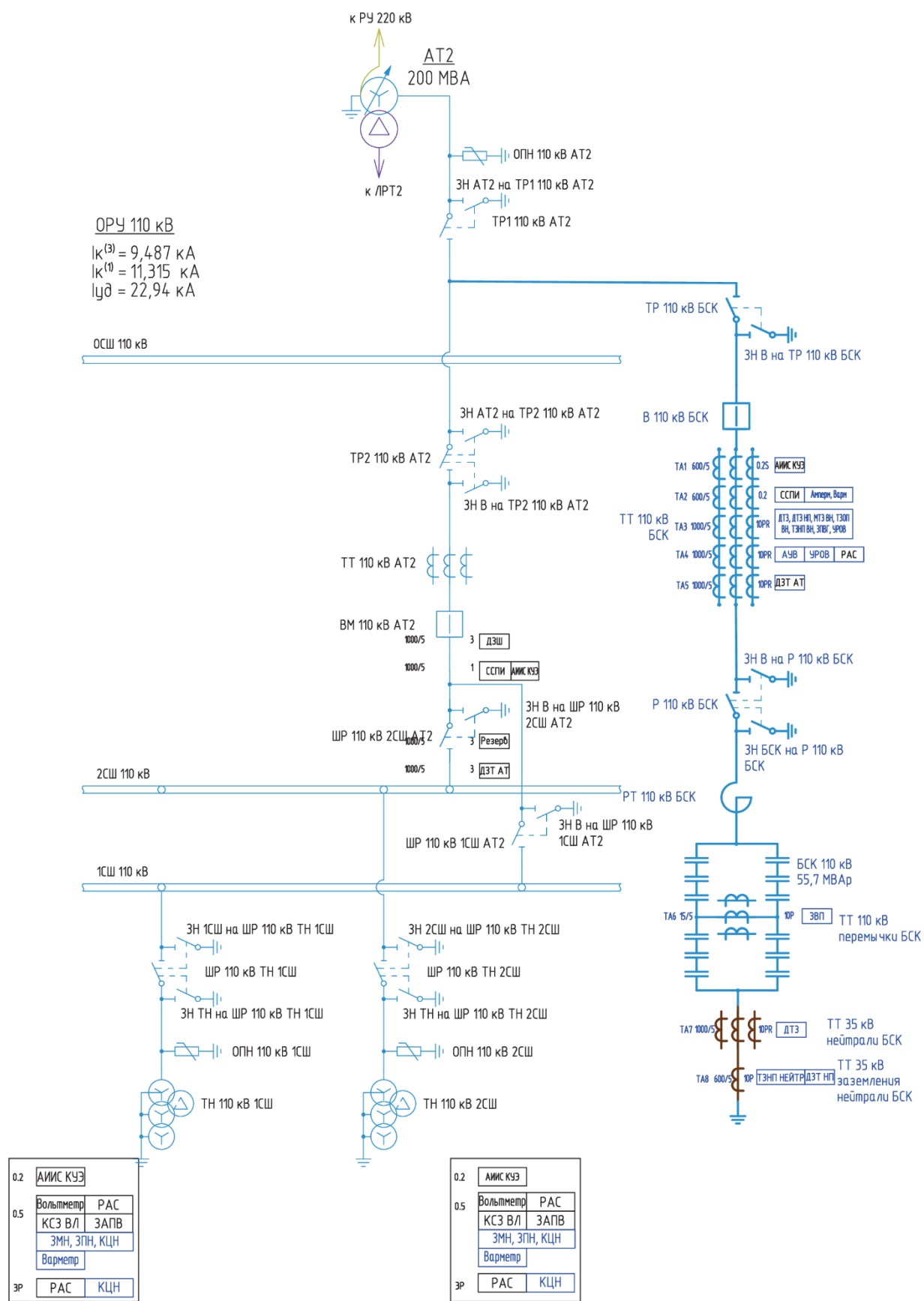
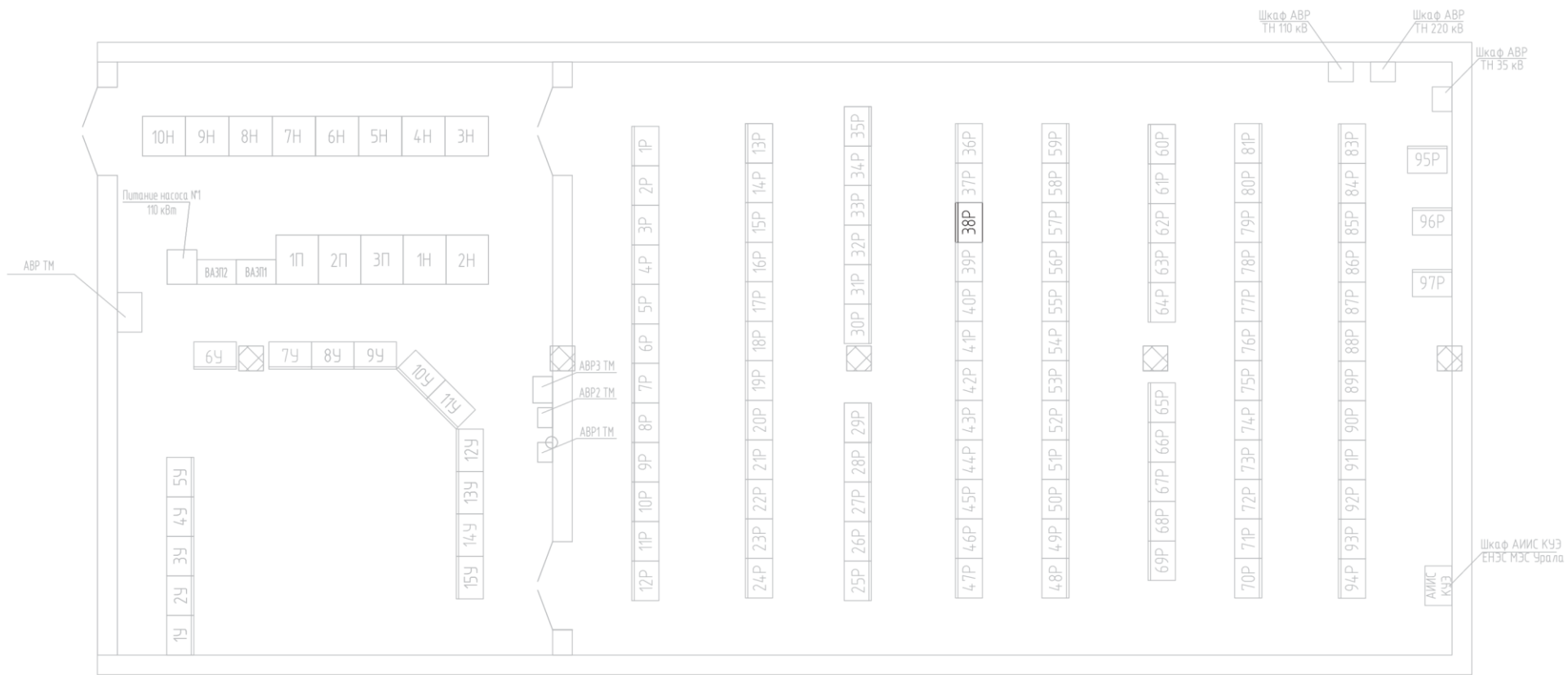


Рисунок 12 - Схема распределения устройств ИТС по трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН)



Условные обозначения:

- новый шкаф
- существующие панели

Рисунок 13 - План размещения оборудования в помещении ГЩУ

3.2 Релейная защита

К устройствам РЗ, согласно ГОСТ Р 55438-2013 [8], относятся устройства основных и резервных защит ЛЭП и оборудования, а также устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Реконструируемые присоединения являются присоединение БСК 110 кВ, в связи с этим далее данным разделом рассматриваются только устройства РЗ данного присоединения и связанных с ним устройств.

3.2.1 Существующее состояние

3.2.1.1 Защита и автоматика БСК 110 кВ

Защита и автоматика ВС 110 кВ БСК выполнены в панели 38Р.

Выполняемые функции: дифференциальная отсечка, перегруз, перегрев, автоматическое включение, автоматическое отключение, УРОВ.

Для резервирования отказа отключения выключателя БСК выполнено устройство УРОВ-110 кВ по упрощенной схеме. В схеме использован принцип дублированного пуска УРОВ от защит с использованием положения «включено» (1РПВ) выключателя БСК-110 кВ. Схема УРОВ выполнена с действием на выходные реле защит АТ2.

3.2.1.2 ДЗТ АТ- 2

Для защиты автотрансформатора АТ-2 установлены панели защит на электромеханической элементной базе.

На панели 6Р выполнены защиты стороны 220 кВ, 7Р дифференциальные защиты АТ-2 на базе реле ДЗТ-13, а также защиты стороны 110 кВ, 8Р защиты стороны 10 кВ.

На панели 57 выполнены дистанционные защит стороны 220 кВ, на панели 58Р автоматика АТ-2, на панели 59Р дистанционная защита стороны 110 кВ.

3.2.1.3 Индикация положения и управление оборудованием

Панель 11У в ГЩУ ОПУ выполняет функции управления и сигнализация положения выключателей ШСВМ 110 кВ, ОВМ 110 кВ, ВМ 110

кВ БСК, а также на панели расположены измерительные приборы с функциями индикации.

3.2.1.4 Центральная сигнализация

Центральная сигнализация выполнена на базе электромеханических реле, установленных на панели 5У в помещении ГЩУ здания ОПУ. На панели установлены световые табло и блинкеры неисправности и срабатывания защит и автоматики. Сбор сигналов аварийной и предупредительной сигнализации предусмотрен с использованием дискретных сигналов типа «сухой контакт».

3.2.2 Предлагаемые решения

3.2.2.1 Защита и автоматика БСК 110 кВ

В работе предусматриваются установка шкафа защит и автоматики типа ШЭТ 431.02-0 [29]. Данный шкаф в своем составе содержит два ИЭУ. ИЭУ1 выполняет функции защит, ИЭУ2 выполняет функции АУВ проектируемого выключателя присоединения БСК 110 кВ.

Для БСК 110 кВ предусматривается выполнение следующих функций:

- дифференциальная токовая защита;
- дифференциальная токовая защита нулевой последовательности;
- максимальная токовая защита высшего напряжения;
- токовая защита обратной последовательности высшего напряжения;
- токовая защита нулевой последовательности высшего напряжения;
- защита от повышения напряжения;
- защита от понижения напряжения;
- защита от перегрузки токами высших гармоник;
- защита от внутренних повреждений;
- токовая защита нулевой последовательности нейтрали.

Данные функции выполняет ИЭУ1.

ИЭУ2 выполняет функции АУВ и УРОВ. Сигнал о срабатывании УРОВ от проектируемого ИЭУ2 передается в существующую схему отключения АТ-2 в панели 7Р.

Установка проектируемого шкафа ШЭТ 431.02- выполняется на место 38Р.

Существующая панель защиты и автоматики БСК 38Р предварительно должна быть демонтирована.

3.2.2.2 ДЗТ

Для токовых цепей существующей защиты ДЗТ 110 кВ, выполненной на электромеханической элементной базе на реле ДЗТ-13 (панель №7Р), предусматривается подключение цепей от измерительных трансформаторов тока проектируемой ячейки БСК 110 кВ. Для подключения токовых цепей установка нового оборудования не предусматривается, подключение в панели 7Р к БИ4 осуществляется за место ранее подключенных цепей от трансформаторов тока выключателя существующей и модернизируемой в данной работе ячейки БСК 110 кВ. Воздействие дискретных сигналов от ДЗТ от панели 6Р предусматривается в проектируемый шкаф 38Р в цепи отключения проектируемого выключателя БСК 110. Для подключения двух сигналов на отключение выключателя БСК (для ЭМО1 и ЭМО2 отдельно) в панели 6Р предусматривается использование резервной группы контактов существующего реле РП1, а также группы контактов, ранее использованной в цепи на отключение БСК. Для возможности оперативного вывода воздействия данного сигнала на цепи отключения БСК в панели 6Р предусматривается установка проектируемого кулачкового переключателя для цепей отключения ячейки БСК 110 кВ, а также демонтаж накладки 15Н. Так же для цепей отключения БСК 110 кВ от ДЗТ АТ-2 выполняется установка указательных реле, по одному реле для каждой цепи отключения через ЭМО1 и ЭМО2 соответственно.

Для выполнения цепей отключения в проектируемый шкаф 38Р используются блок-контакты (2 группы) проектируемого реле.

3.2.2.3 Индикация положения и управление оборудованием

В рамках данной работы для реконструируемой ячейки БСК 110 кВ предусматривается замена существующих показывающих стрелочных

приборов, установленных на панели управления 11У на цифровые измерительные приборы. В работе предусматривается демонтаж трех амперметров и одного варметра присоединения БСК 110 кВ, установка на освободившиеся места цифровых приборов: амперметра, с тремя строками индикации и варметра.

В работе предусматривается переподключение токовых измерительных цепей цифровых приборов индикации к проектируемому измерительному трансформатору тока к обмотке класса 0,2 совместно с аналоговым модулем измерения ССПИ. К цепям напряжения проектируемое оборудование будет подключено непосредственно в панели 11У. Для подключения проектируемых измерительных цепей тока и напряжения цифровых измерительных приборов предусматривается установка блоков испытательных.

В работе предусматривается замена переключателя для управления положения выключателя проектируемого присоединения БСК 110 кВ.

Для проектируемого выключателя БСК 110 кВ предусматривается установка шкафа зажимов выключателя на ОРУ 110 кВ.

Для проектируемых разъединителей ячейки БСК 110 кВ предусматривается установка шкафов управления разъединителями (ШУР) на ОРУ 110 кВ.

3.2.2.4 Центральная сигнализация

Подключение сигналов предупредительной и аварийной сигнализации от проектируемого шкафа защиты и автоматики БСК 110 кВ предусматривается к существующим шинкам центральной сигнализации. Подключение предусматривается от панели управления 11У.

3.2.2.5 Измерительные трансформаторы

Для реализации функций защит и управления проектируемой ячейки БСК 110 кВ предусмотрено использование обмоток проектируемых трансформаторов тока и существующих трансформаторов напряжения с классами точности. Подключение к шинкам напряжения 110 кВ осуществляется на панели ТН 110 кВ 31Р.

3.2.2.6 Вторичные цепи

Обмен проектируемого шкафа защит и автоматики БСК, проектируемых приводов, шкафа зажима выключателя, шкафов управления разъединителями и существующих схем РЗА, а также ССПИ и РАС дискретными сигналами о текущем состоянии (необходимых для выполнения функций РЗ) осуществляется посредством электрических дискретных сигналов типа «сухой контакт» без использования информационных шин.

Для всех вновь подключаемых цепей в существующие панели РЗА и шкафы зажимов предусмотрена установка новых измерительных клемм с размыкателем.

В качестве кабелей, применяемых для передачи дискретных сигналов работы защит и автоматики в пределах помещений и ОРУ применяются экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 1,5 мм².

«В качестве кабелей, применяемых для измерительных цепей тока и напряжения, применяются экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 2,5 мм²» [33].

3.3 Сетевая автоматика

К устройствам сетевой автоматики, согласно ГОСТ Р 55438-2013, относятся устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматики опережающего деления сети (АОДС) и автоматического ввода резерва (АВР).

Реконструируемым присоединением является присоединение БСК 110 кВ, в связи с этим далее данным разделом рассматриваются только устройства СА данных присоединений и связанных с ними устройств.

3.3.1 Существующее состояние

Схемой автоматики выключателей 110 кВ АТ1, АТ2 предусмотрена реализация алгоритмов однократного АПВ шин. АПВ выполнено с контролем отсутствия напряжения на шинах.

АПВ выключателя БСК 110 кВ не предусмотрено.

3.3.2 Предлагаемые решения

В работе не предусматривается изменение схемы ОРУ 110 кВ. В работе не предусматривается реализация АПВ для проектируемого присоединения БСК 110 кВ.

3.4 Противоаварийная автоматика

К устройствам противоаварийной автоматики, согласно ГОСТ Р 55438-2013, относятся устройства:

- «автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ);
- автоматики ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН);
- автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)» [8].

Из перечисленных типов, для присоединений 6 кВ, на подстанции имеется только автоматика АОСЧ.

3.4.1 Существующее состояние

В составе системы противоаварийной автоматики на подстанции ПС 220 кВ Бумажная имеются следующие панели:

- Панель 21Р «АСН 110 кВ»;
- Панель 51Р «АЧР 10 кВ»;
- Панель 52Р «АЧР 35 кВ»;

- Панель 61Р «ВЛ Партизанская, Красноуфимская, ШОВМ 220 кВ ФОЛ, ФОВ 220 кВ»;
- Панель 63Р «АКА №142 «Кедр»;
- Панель 64Р «АПАХ 220 кВ»;
- Панель 72Р «АРЛ ВЛ 220 кВ Владимирская 1 и 2, Красноуфимская, Партизанская».

3.4.2 Предлагаемые решения

В рамках реконструкции присоединения БСК 110 кВ на подстанции 220 кВ Бумажная не предусматривается реконструкция системы противоаварийной автоматики.

3.5 Режимная автоматика

К устройствам режимной автоматики, согласно ГОСТ Р 55438-2013, относятся:

- «система автоматического управления мощностью энергоблоков (САУМ);
- автоматическое регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ);
- автоматика регулирования напряжения (АРН);
- групповой регулятор активной мощности (ГРАМ);
- групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ);
- автоматическое регулирования возбуждения (АРВ)» [8].

3.5.1 Существующее состояние

Для БСК 110 кВ на данный момент на подстанции реализованы функции автоматического включения и отключения выключателя БСК 110 кВ в зависимости от понижения и повышения напряжения на шинах 110 кВ. Данные функции реализованы на базе электромеханических реле в существующей панели защит и автоматики БСК110 кВ 38Р.

Автоматика включения и отключения БСК 110 кВ. действует с выдержкой времени на включение БСК при снижении напряжения на СШ 110 кВ до 115 кВ и на отключение БСК при повышении напряжения на СШ 110 кВ до 126 кВ.

3.5.2 Предлагаемые решения

В рамках замены защит и автоматики БСК 110 кВ предусматривается установка шкафа 38Р типа ШЭТ 431.02-0. Данный шкаф содержит в себя ИЭУ1, выполняющее функции защит БСК, и ИЭУ2, выполняющее функции АУВ выключателя БСК 110 кВ. По умолчанию функции автоматического включения и отключения БСК в зависимости от уровня напряжения на шинах 110 кВ в шкафу ШЭТ 431.02-0 не реализованы. Данные функции предусматриваются дополнительно для ИЭУ1. Для реализации возможности оперативного ввода/вывода данной функции в шкафу ШЭТ 431.02-0 переключатель «Отключение от ЗНР» будет переназначен на «Ввод автоматики БСК».

3.6 Оперативная блокировка

3.6.1 Существующее состояние

Система оперативной блокировки служит для исключения ошибочных действий персонала при совершении оперативных переключений.

На подстанции для всех разъединителей, расположенных на ОРУ 110 кВ подстанции, предусматривается оперативная блокировка, исключающая ошибочные операции с главными и заземляющими ножами разъединителей.

В данный момент на ПС 220 кВ Бумажная для присоединений БСК 110 кВ предусмотрена электромагнитная блокировка. Блокировка выполнена без использования программируемого контроллера. Цепи собраны между контактами электромагнитных замков разъединителей и заземляющих ножей и контактами соответствующих аппаратов.

Предусмотрена оперативная блокировка для разъединителей присоединения БСК 110 кВ, в составе схемы «ПМС цепей оперативной блокировки разъединителей 220/110/10 кВ АТ2».

Организация питания шинок оперативной блокировки выполнена на панелях:

- панель 65Р Оперативная блокировка. Распределение 0,4 кВ для РПН;
- панель 66Р Блоки питания оперативной блокировки.

3.6.2 Предлагаемые решения

В рамках модернизируемой ячейки БСК 110 кВ выполняется замена выключателя и двух разъединителей. Все оборудование ячейки БСК 110 кВ устанавливается взамен демонтируемого. В связи с заменой оборудования ОРУ 110 кВ в рамках данной работы осуществляется прокладка новых кабелей цепей ОБР для проектируемых разъединителей и их заземляющих ножей ячейки БСК 110 кВ, при этом модернизация самой схемы оперативной блокировки разъединителей 110 кВ не предусматривается. Схема организации кабельных связей ОБР для проектируемого оборудования показана на рисунке 14.

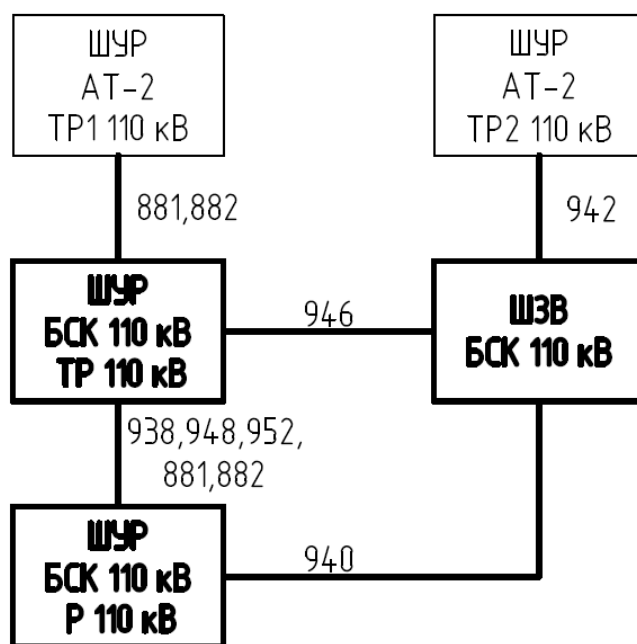


Рисунок 14 - Схема организации кабельных связей ОБР для проектируемого оборудования

Тонкой линией показано существующее оборудование.

Утолщенной линией показано проектируемое оборудование и связи.

Для цепей электромагнитной блокировки проектируемого оборудования предусматривается использование экранированного соединительного кабеля с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 1,5 мм², расчет его длины.

3.7 Регистрация аварийных событий

К устройствам регистрации аварийных событий и процессов, согласно ГОСТ Р 55438-2013, относятся системы:

- система мониторинга переходного режима (СМНР);
- регистрации аварийных событий (РАС);
- определения места повреждения на ЛЭП (ОМП).

3.7.1 Существующее состояние

На ПС 220 кВ Бумажная установлен РАС, расположенный в панелях 80Р и 81Р в помещении релейного зала ОПУ.

На панели 80Р установлен регистратор аварийных событий типа АУРА-256, а также 7 блоков сбора дискретных сигналов (БКД-1...БКД-7) типа БКД-64, каждый из блоков на 64 сигнала.

На панели 81Р установлены 58 входных преобразователя аналоговых величин (А1...А42, Н1...Н14) для измерения токов и напряжений присоединений подстанции.

РАС выполняет регистрацию параметров для присоединения БСК 110 кВ:

- преобразователь тока А31 – I_a, I_b, I_c, 3I₀ (токи БСК 110 кВ), также выполняется регистрация цепей напряжения;
- преобразователь напряжения А3 – U_a, U_b, U_c, 3U₀ (напряжения ТН 110 кВ 1СШ);

- преобразователь напряжения А4 – $U_a, U_b, U_c, 3U_0$ (напряжения ТН 110 кВ 2СШ).

Выполняется регистрация по средствам сигналов типов сухой контакт о срабатывании и пусках защит (для каждого типа защиты в отдельности), состоянии и работе выключателей и др.

БКД (блоки сбора дискретных сигналов) на панели 81Р имеют резерв входных сигналов. Таким образом, имеется возможность подключить от проектируемого оборудования сигналы в РАС.

На данный момент на панели 80Р установлено 7 блоков АУРА БКД-64.

Резерв входов составляет для БКД №5 - 6 сигналов, БКД №7 - 60 сигналов.

3.7.2 Предлагаемые решения

В рамках выполнения работы предусматривается переподключение токовых измерительных цепей присоединения БСК 110 кВ. Подключение токовых измерительных цепей БСК 110 кВ осуществляется взамен существующему.

Перечень сигналов РАС представлен в таблице 28.

Таблица 28 - Перечень сигналов РАС

Наименование монтажной единицы	Наименование параметра	Тип сигнала
Трансформатор тока БСК 110 кВ	Ток фазы «А»	АС(І)
	Ток фазы «В»	АС(І)
	Ток фазы «С»	АС(І)
	Ток нулевой последовательности	АС(І)
Терминал РЗиА: ИЭУ1	Срабатывание основной защиты	ДС (с/к)
	Срабатывание резервной защиты	ДС (с/к)
	Неисправность	ДС (с/к)
	Автоматика на включение выключателя БСК 110 кВ	ДС (с/к)
	Автоматика на отключение выключателя БСК 110 кВ	ДС (с/к)
Терминал АУВ: ИЭУ2	РПВ	ДС (с/к)
	УРОВ	ДС (с/к)
	Неисправность	ДС (с/к)

Дискретные сигналы типа «сухой контакт» от проектируемого оборудования ячейки БСК 110 кВ, а также от проектируемых шкафов защит и автоматики БСК 110 кВ так же подключается взамен соответствующих существующих сигналов от существующего оборудования, защит и автоматики БСК 110 кВ.

3.8 Система сбора и передачи информации

3.8.1 Существующее состояние

На ПС 220 кВ Бумажная установлена система сбора и передачи информации типа ПТК ССПИ Микроника.

В состав ССПИ входят следующие шкафы (расположенные в релейном зале):

- Шкаф 24Р ТМ1;
- Шкаф 23Р ТМ2;
- Шкаф 22Р ТМ3.

«ССПИ построена как иерархическая, распределенная по уровням взаимодействия автоматизированная система, оснащенная средствами сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

ПТК ССПИ выполняет следующие функции:

- сбор, первичная обработка, контроль и регистрация текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети и дискретной информации о состоянии схемы соединений ПС;
- контроль положения устройств РПН трансформаторов/ автотрансформаторов и передача данных в удаленные центры управления;
- оперативный контроль и визуализация текущего режима и состояния схемы присоединения ПС;
- сигнализация (в том числе и обобщенная), включая формирование сигналов аварийно-предупредительной телесигнализации о

различных технологических событиях, без интеграции данных из других автономных автоматизированных систем;

- организация АРМ дежурного оперативного персонала ПС, в рамках которого решаются задачи отображения информации, собранной и передаваемой в диспетчерские центры управления сетями;
- сопряжение с внешними системами связи обеспечивается по интерфейсу Ethernet» [13];
- сохранение (архивирование) регистрируемых параметров и событий;
- синхронизация вновь устанавливаемых компонентов ПТК.

Данные от ССПИ передаются в ЦУС ППМЭС, а также в Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ. Протоколы передачи данных МЭК 60870- 5-101/104 [10].

3.8.2 Предлагаемые решения

В работе предусматривается сбор аналоговой информации (Ia, Ib, Ic) с реконструируемого присоединения БСК 110 кВ. Подключение аналоговых цепей осуществляется на место подключения цепей от демонтируемого оборудования (ТТ БСК 110 кВ) в блок сбора аналоговых сигналов (MPL-226-209) в контроллере, расположенном в шкафу ТМ1.

В работе предусматривается сбор дискретной информации (положение разъединителей, выключателя, срабатывание защит, неисправности) реконструируемого присоединения БСК 110 кВ. «Подключение дискретных цепей разъединителей и выключателя БСК 110 кВ осуществляется на месте подключения цепей от демонтируемого оборудования (разъединители и выключатель БСК 110 кВ) в блок сбора дискретных сигналов (MWS-206-220) в контроллере, расположенном в шкафу ТМ2. Подключение дискретных цепей от терминалов основных и резервных защит БСК 110 кВ, неисправность выключателя 110 кВ БСК осуществляется на месте подключения цепей от демонтируемого оборудования (основные и резервные защиты БСК 110 кВ, неисправность выключателя БСК 110 кВ) в блок сбора дискретных сигналов (MWS-206-220) в контроллере, расположенном в шкафу ТМ3» [20]. Подключение дискретного сигнала о неисправности защит 110 кВ

осуществляется на свободное резервное место в блоке сбора дискретных сигналов (MWS-206-220) в контроллере, расположенном в шкафу ТМЗ.

В рамках реализации данной работы необходимо выполнить настройки передачи телеметрической информации по вновь вводимому оборудованию БСК 110 кВ в Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и филиал ПМЭС. Объем передаваемой телеинформации по присоединению БСК 110 кВ необходимо дополнительно согласовать.

Интеграция оборудования в существующую ССПИ и передача телеинформации в ДЦ, должна производиться сертифицированными от производителя организациями.

Установка дополнительного оборудования в шкафы ССПИ не требуется.

В качестве кабелей, применяемых для передачи сигналов ТС, АПТС в модули дискретных входов применяются экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 1,5 мм².

«В качестве кабелей, применяемых для передачи ТИ в модули аналоговых входов, применяются экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 2,5 мм²» [2].

Структурная схема ССПИ приведена на рисунке 15.

Схема распределения ТИ и ТС в ячейке БСК 110 кВ приведена на рисунке 16.

3.9 Автоматизированная информационно-технологическая система коммерческого учета электроэнергии

3.9.1 Существующее состояние

«Существующая на объекте АИИС КУЭ является многоуровневой информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений» [13].

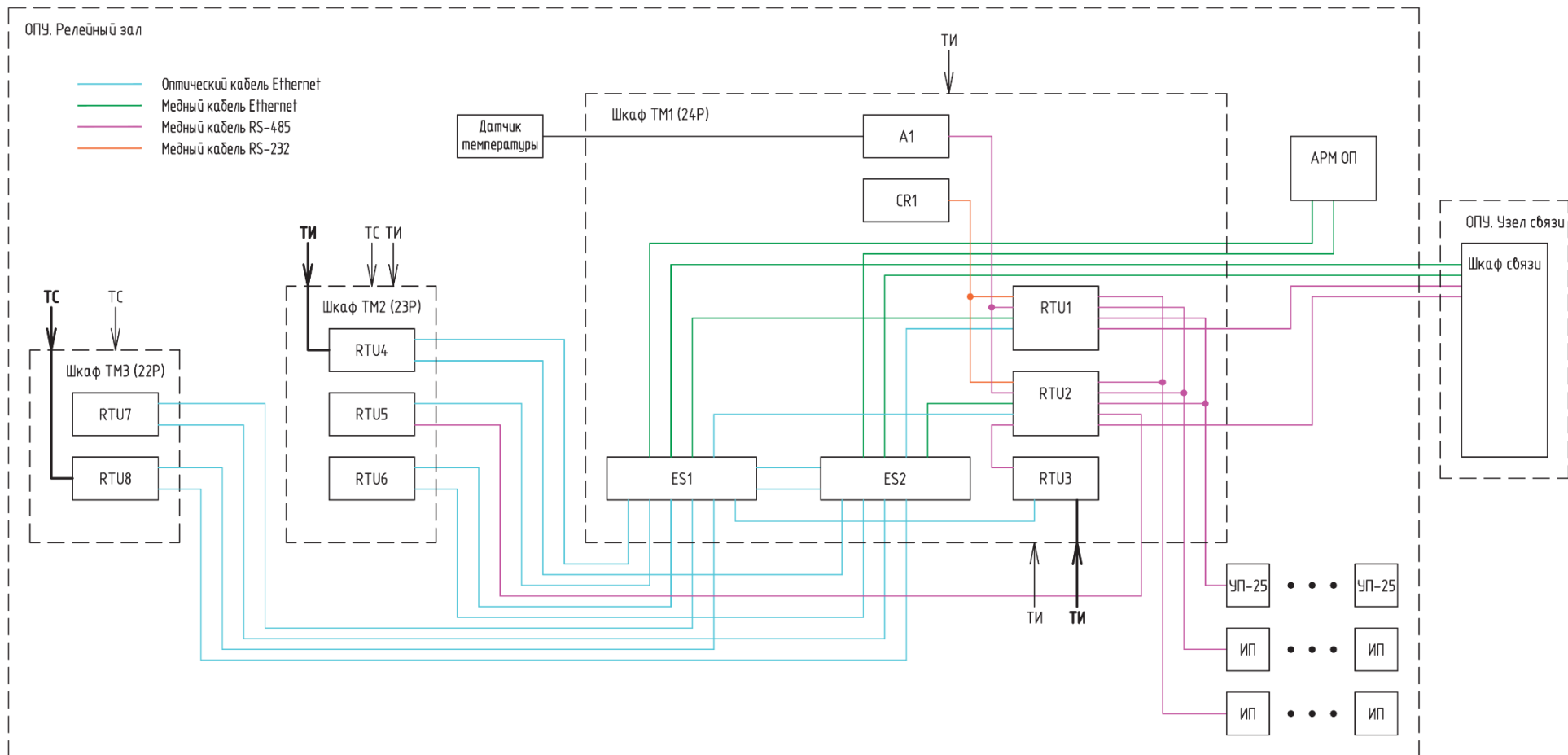


Рисунок 15 - Структурная схема ССПИ

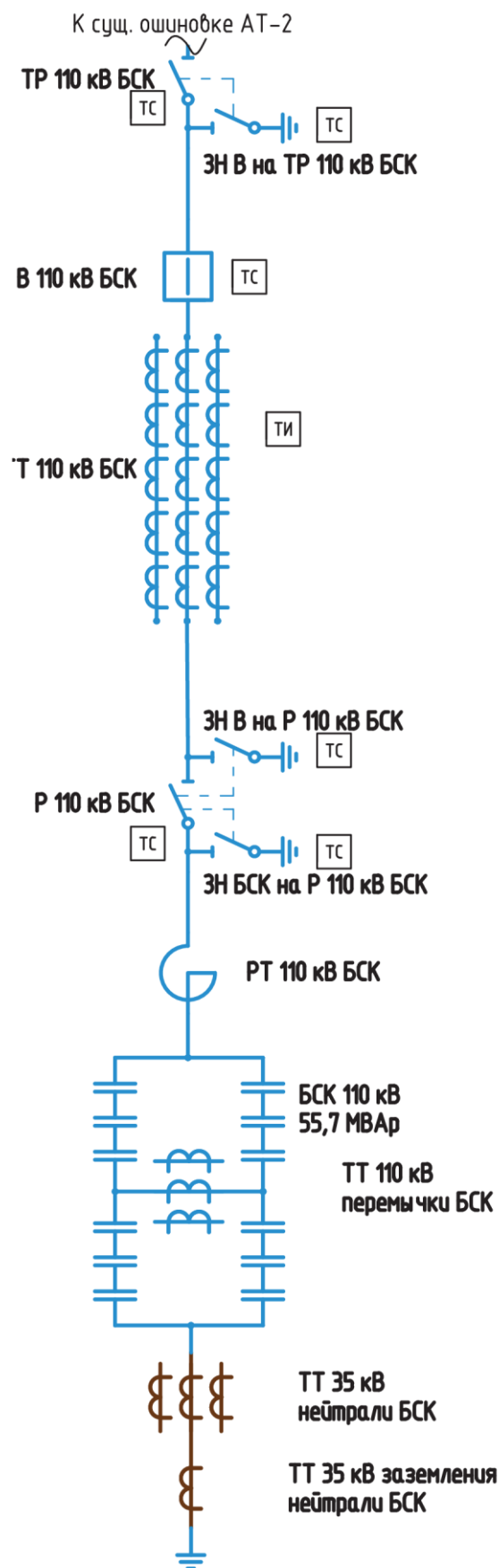


Рисунок 16 - Схема распределения ТИ и ТС в ячейке БСК 110 кВ

«АИИС КУЭ представлена тремя уровнями. Это информационно-измерительные комплексы (ИИК) точек учета электроэнергии, информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), консолидирующие информацию по данной электроустановке и информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который выполняет функции связующего и вычислительного компонентов АИИС КУЭ. Все три уровня объединены техническими средствами приема-передачи данных и каналами связи» [13].

Оборудование АИИС КУЭ расположено в помещении релейного зала здания ОПУ в следующих шкафах и панелях:

- шкаф УСПД;
- шкаф АВР1;
- шкаф АВР2;
- шкаф ЦКУ;
- панель 35Р Учет эл. энергии присоединений 110/35 кВ;
- панель 93Р Учет эл. энергии ВЛ 220 кВ;
- панель 95Р Учет эл. энергии присоединений 35/10 кВ;
- панель 96Р Учет эл. энергии присоединений 110 кВ;
- панель 97Р Учет эл. энергии присоединений 220/10/0,4 кВ.

На панели 97Р расположен ИК8 – учет БСК 110 кВ. Тип счетчика EPQS 111 21 18LL, производства ELGAMA ELEKTRONIKA, класс точности 0,2S [28].

3.9.2 Предлагаемые решения

В рамках выполняемой работы предусматривается переподключение токовых измерительных цепей счетчика БСК 110 кВ к проектируемому измерительному трансформатору тока к обмотке класса 0,2S и использование существующих измерительных цепей напряжения счетчика БСК 110 кВ. Других изменений в части системы АИИС КУЭ в рамках данной работы не предусмотрено.

3.9.2.1 Измерительные трансформаторы

«Для реализации подключения существующего счетчика к проектируемой ячейке БСК предусмотрено использование обмоток проектируемого трансформаторов тока с классом точности 0,2S» [32].

3.9.2.2 Вторичные цепи

В работе предусматривается подключение проектируемого трансформатора тока ячейки БСК 110 кВ класса 0,2S.

«В качестве кабелей, применяемых для измерительных цепей тока экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 2,5 мм²» [12].

3.10 Средства измерения

3.10.1 Существующее состояние

В настоящее время на ПС 220 кВ Бумажная функционируют средства измерений (СИ), применяемые для контроля параметров оборудования БСК 110 кВ.

В помещении релейного зала ОПУ на фасаде панели управления 11У размещаются следующие СИ для присоединения БСК 110 кВ:

- амперметр – 3 шт. (по одному в каждой фазе БСК ф «А», «В», «С»)
варметр – 1 шт.;
- мегаварметр – 1 шт. (год ввода оборудования в эксплуатацию 1978).

3.10.2 Предлагаемые решения

В рамках данной работы для реконструируемой ячейки БСК 110 кВ предусматривается замена существующих показывающих стрелочных приборов, установленных на панели управления 11У на цифровые измерительные приборы. В работе предусматривается демонтаж трех амперметров и одного варметра присоединения БСК 110 кВ, установка на

освободившиеся места цифровых приборов: амперметра, с тремя строками индикации и варметра.

В работе предусматривается переподключение токовых измерительных цепей цифровых приборов индикации к проектируемому измерительному трансформатору тока к обмотке класса 0,2 совместно с аналоговым модулем измерения ССПИ.

Решения по размещению проектируемого оборудования индикации и измерения на панели 11У приведены на рисунке 17.

Проектируемые цифровые приборы индикации размещены на фасаде панели 11У, так же в рамках проекта для подключения проектируемых цифровых приборов индикации в панели 11У блоков испытательных с тыльной стороны панели.

3.10.2.1 Организация питания и сигнализации

Организация питания проектируемого оборудования выполняется постоянным оперативным током от шин СОПТ в панели 11У. Подключение проектируемого оборудования к цепям сигнализации не требуется.

3.10.2.2 Измерительные трансформаторы

Для реализации подключения существующего счетчика к проектируемой ячейке БСК предусмотрено использование обмоток проектируемого трансформаторов тока с классом точности 0,2.

3.10.2.3 Вторичные цепи

В качестве кабелей, применяемых для измерительных цепей тока и напряжения в пределах помещений, применяются экранированные кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа КВВГЭнг(А)-LS сечением жил проводников не менее 2,5 мм².

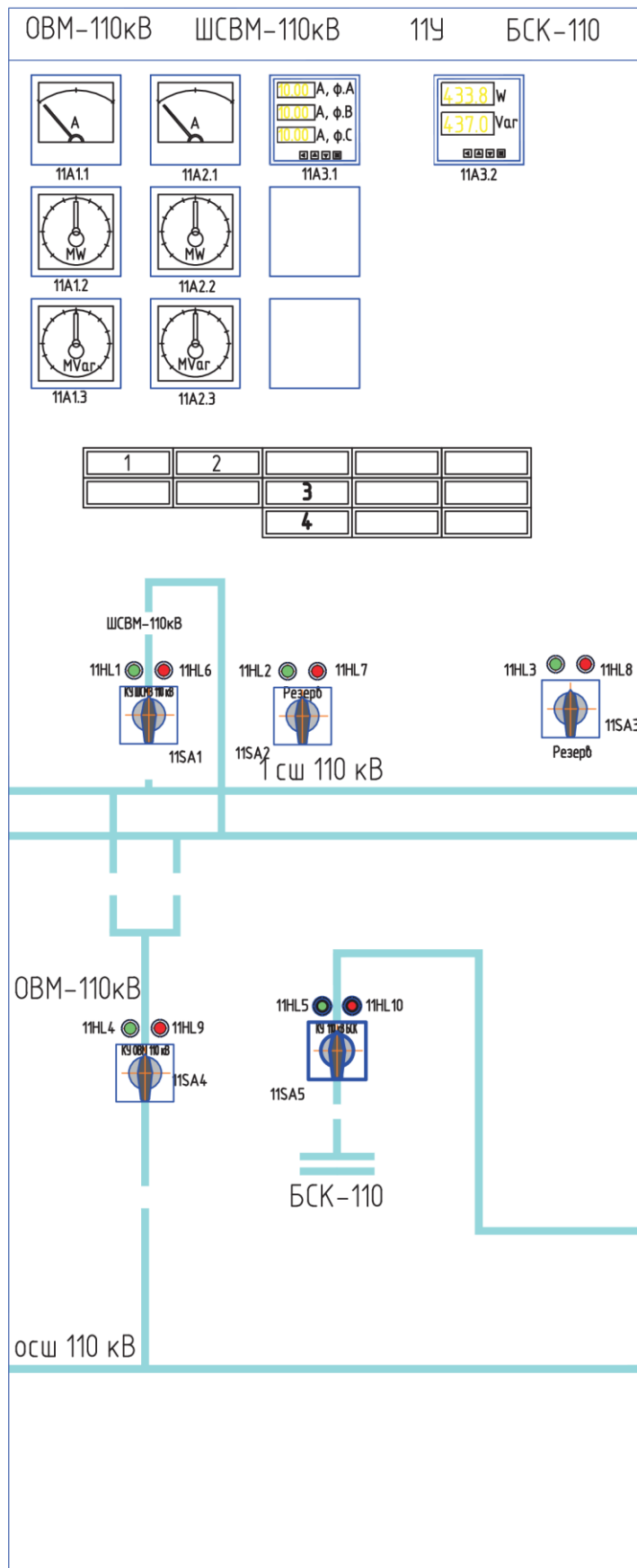


Рисунок 17 - Решения по размещению проектируемого оборудования индикации и измерения на панели 11У

3.11 Система оперативного постоянного тока

3.11.1 Существующее состояние

На ПС 220 кВ Бумажная в помещении главного щита управления здания ОПУ установлен двухсекционный щит постоянного тока (ЩПТ), состоящий из трех панелей, а также шкафов выпрямительных зарядно-подзарядных агрегатов типа ЗВУ (два в помещении щита управления и один в коридоре).

В помещении аккумуляторной установлены 128 элементов аккумуляторной батареи типа СК-16, номинальной емкостью 576 Ампер/час.

Питание СОПТ выполняется от разных секций шин щита собственных нужд (ЩСН).

Состав системы оперативного постоянного тока:

- 1П 1С 220 В постоянного тока;
- 2П Ввод АБ;
- 3П 2С 220 В постоянного тока;
- ВАЗП 1 подзарядный агрегат;
- ВАЗП 2 подзарядный агрегат;
- ВАЗП 3 подзарядный агрегат;
- АБ типа СК-16.

В щите постоянного тока предусмотрены отдельные секции шин для организации питания цепей соленоидов выключателей и питания цепей управления панелей РЗиА. Организация питания цепей соленоидов выключателей 110 кВ имеет структуру разомкнутого кольца [25]. В схеме питания применен кабель АВВГ 3×120.

Цепи питания в панели 38Р (Защита и автоматика ВС 110 кВ БСК) и панели 11У (Управление ШСВМ 110 кВ, ОВМ 110 кВ, ВМ 110 кВ БСК) организованы от щита постоянного тока.

3.11.2 Предлагаемые решения

Организация питания проектируемого оборудования постоянным оперативным током предусматривается от СОПТ.

Для питания оборудования (терминалы защит и управления БСК 110 кВ) в проектируемом шкафу защит и АУВ БСК 110 кВ (шкаф №38Р), а также проектируемого щитового прибора в панели 11У постоянным оперативным током в работе предусматривается подключение к существующим шинкам управления в ОПУ. Для этого в панели №11У предусматривается установка автоматических выключателей:

- для питания терминала защит БСК;
- для питания терминала управления В 110 кВ БСК;
- для питания щитовых приборов в панели 11У.

Кроме того, предусматривается прокладка кабелей от панели №11У до шкафа 38Р.

Применяемое оборудование РЗА является микропроцессорным и имеет низкие значения потребляемой мощности по цепям оперативного постоянного тока (менее 100 Вт).

Для питания оборудования (проектируемые щитовые приборы для БСК) в существующей панели управления ШСВМ 110 кВ, ОМВ 110 кВ, ВМ 110 кВ БСК (панель №11У) постоянным оперативным током, в работе предусматривается подключение к существующим цепям в панели №11У через проектируемый автомат.

Применяемое оборудование индикации имеют низкие значения потребляемой мощности по цепям оперативного постоянного тока (менее 15 Вт).

Для питания оборудования (электромагниты включения и отключения) проектируемого выключателя 110 кВ БСК постоянным оперативным током, в работе предусматривается подключение к существующим шинкам управления в ОПУ. Для этого в панели №11У предусматривается установка автоматических выключателей:

- для питания ЭМО1 и ЭМВ В 110 кВ БСК;
- для питания ЭМО2 В 110 кВ БСК.

Кроме того, предусматривается прокладка кабелей от панели №11У до шкафа 38Р и от шкафа 38Р до выключателя 110 кВ БСК на ОРУ.

Применяемое оборудование (электромагниты выключателя 110 кВ БСК) имеют низкие значения потребляемой мощности (ЭМО1: 200 Вт, ЭМО2: 200 Вт, ЭМВ: 200 Вт). Потребляемое время потребления составляет менее 50 мс.

Для сохранения кольцевой структуры питания цепей соленоидов выключателей 110 кВ в работе предусматривается прокладка кабеля от выключателя ШСВМ 110 кВ до ВМ 110 кВ ВЛ Глухарь. Проектом предусматривается кабель с оболочкой, не распространяющей горение и с малым выделением дыма типа ВВГнг(А)-LS 2×120 мм².

Увеличение нагрузки на СОПТ не происходит ввиду того, что суммарная нагрузка проектируемого оборудования меньше, чем отключаемая нагрузка (демонтируемое оборудование).

Для подключения проектируемых потребителей (терминалы защит и управления) предусматривается применение кабелей сечением 2,5 мм², и автоматических выключателей с тепловым расцепителем, номинальным током 6 А, характеристикой С ($I_{ном}/I_{sd} = 6/60$), коммутационной стойкостью 10кА ($I_{нкс}$).

Для подключения проектируемых потребителей (электромагниты В 110 кВ БСК) предусматривается применение кабелей сечением 6 мм², и автоматических выключателей с тепловым расцепителем, номинальным током 6 А, характеристикой С ($I_{ном}/I_{sd} = 6/60$), коммутационной стойкостью 10кА ($I_{нкс}$), с дополнительными контактами и независимыми расцепителями.

Для корректного выбора защитных аппаратов и сечений кабелей для организации питания электромагнитов В 110 кВ БСК требуется проверить их параметры.

Максимальный ток КЗ в месте установки автоматов:

$$I_{\text{кз.макс}} = \frac{E_{\text{расч}} \cdot n}{\left(\frac{n}{m}\right) \cdot R_{\text{аб}} + R_{\text{кз}}}, \quad (9)$$

где « $E_{\text{расч}}$ – расчетная ЭДС одного аккумулятора, В (принимаяем 2,15);

n – количество аккумуляторов в АБ (принимаяем 108);

m – номер АБ (принимаяем 16, согласно типу СК-16);

$R_{\text{аб}}$ – внутренне сопротивление АБ (принимаяем 4,6 для типа батарей СК);

$R_{\text{кз}}$ – внешнее сопротивление цепи КЗ;

$$R_{\text{кз}} = R_{\text{ош}} + R_{\text{каб1}} + R_{\text{ксраз.в/у}} \quad (10)$$

где $R_{\text{ош}}$ – сопротивление ошиновки» [2];

$R_{\text{каб1}}$ – сопротивление кабеля между АБ и панелями распределения СОПТ;

$R_{\text{ксраз.в/у}}$ – сопротивление разъемных контактов предохранительного разъединителя верхнего уровня защиты (принимаяем 0,6);

$$R_{\text{ош}} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (11)$$

$$R_{\text{ош}} = \frac{0,0172 \cdot 21}{120} \cdot 1000 = 3,01 \text{ мОм},$$

$$R_{\text{каб1}} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (12)$$

$$R_{\text{каб1}} = \frac{0,0172 \cdot 12 \cdot 2}{120} \cdot 1000 = 3,44 \text{ мОм},$$

$$I_{\text{кз.макс}} = \frac{2,15 \cdot 108}{\left(\frac{108}{6}\right) \cdot 4,6 + 3,01 + 3,44 + 0,6} = 6,09 \text{ кА}.$$

Минимальный ток КЗ в конце кабельной линии:

$$I_{\text{кз.мин}} = I_{\text{кз.макс}} \cdot K_c, \quad (13)$$

где K_c – поправочный коэффициент, определяется графически в зависимости от величины сопротивления петли КЗ, для автономных систем допустимо применять 0,7-0,8.

«Для определения минимального значения тока КЗ рекомендуется учитывать увеличение активного сопротивления кабеля к моменту отключения КЗ вследствие его нагрева токами КЗ:

$$R_{\phi} = C_{\phi} \cdot R_{\text{каб}}, \quad (14)$$

$R_{\text{каб}}$ – сопротивление кабеля» [7].

$$I_{\text{кз.мин}} = \frac{E_{\text{расч}} \cdot n \cdot K_c}{\left(\frac{n}{m}\right) \cdot R_{\text{аб}} + (R_{\text{ош}} + R_{\text{каб1}} + R_{\text{каб2}}) \cdot C_{\phi} + R_{\text{кспраз.в/у}} + R_{\text{кАВ}}}, \quad (15)$$

где $R_{\text{каб2}}$ – сопротивление кабеля между панелями распределения СОПТ и 110 кВ БСК;

$R_{\text{кАВ}}$ – сопротивление разъемных контактов автоматического выключателя питающего фидера (принимаем 2).

$$R_{\text{каб2}} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (16)$$

$$R_{\text{каб1}} = \frac{0,0172 \cdot 220 \cdot 2}{6} \cdot 1000 = 1261,3 \text{ мОм},$$

$$I_{\text{кз.мин}} = \frac{2,15 \cdot 108 \cdot 0,75}{\left(\frac{108}{16}\right) \cdot 4,6 + (3,01 + 3,44 + 1261,3) \cdot 1,5 + 0,6 + 2} = 0,89 \text{ А}.$$

Проверка выключателей по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{нагр}} \quad (6 > 0,9) \text{ А}.$$

Проверка по предельно коммутационной стойкости при токах КЗ:

$$I_{\text{пкс}} > I_{\text{кз.макс}} (10000 > 6090) \text{ А.}$$

Проверка по чувствительности при КЗ в конце линии:

$$I_{\text{кз.мин}} / I_{\text{sd}} > 1,2 (89/60=1,48>1,2).$$

Проверка на падение напряжения.

Падение напряжения в кабеле (длиной 220м, и сечением 6мм²) при питании электромагнитов (200 Вт):

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{P \cdot R_{\text{каб2}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (17)$$

$$\Delta U(\text{В}) = \frac{200 \cdot 1,26}{220} = 1,147 \text{ В (0,5\%)}.$$

Проверка на возгорание.

Проверка на возгорание при воздействии токов КЗ.

Расчетная температура токопроводящих жил кабелей при определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации: 160 °С. «Температура жил кабеля до КЗ: Q_н=35 °С.

Величина обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0 °С: a=228 °С.

Постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы (для меди): b=19,58.

Максимальный ток короткого замыкания на расстоянии 20м от начала кабельной линии:

$$I_{\text{кз.макс}} = \frac{2,15 \cdot 108}{\left(\frac{108}{6}\right) \cdot 4,6 + 3,01 + 3,44 + 114,7 + 0,6 + 2} = 1,5 \text{ кА}.$$

Время КЗ в кабеле: $t=0,1$ с.

Коэффициент для расчета температуры:

$$k = \frac{b \cdot I_{\text{кз.макс}}^2 \cdot t}{S^2} = 2,45. \quad (18)$$

Температура жил кабеля в конце КЗ» [15]:

$$Q_k = Q \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1) = 70 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (19)$$

Температура применяемых жил не превышает 160°C .

Выводы по разделу 3.

В работе были рассмотрены вопросы модернизации информационно-технологических систем ПС. Составлена схема распределения устройств ИТС по трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН). Проектируемое и демонтируемое шкафное оборудование располагается в помещении релейного зала и изображено на плане размещения оборудования в помещении ГЩУ.

В работе предусматриваются установка шкафа защит и автоматики типа ШЭТ 431.02-0. Данный шкаф в своем составе содержит два интеллектуальных электронных устройства (ИЭУ): ИЭУ1 выполняет функции защит, ИЭУ2 выполняет функции автоматики управления выключателем (АУВ) и устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Установка нового шкафа защиты приводит к необходимости переподключение токовых измерительных цепей присоединения БСК 110 кВ.

В работе был определен перечень сигналов, поступающих в регистратор аварийных событий (РАС).

«Установка дополнительного оборудования в шкафы системы сбора и передачи информации (ССПИ) не требуется. Подключение аналоговых цепей с информацией о фазных токах осуществляется на месте от демонтируемого оборудования в блок сбора аналоговых сигналов в шкафу ТМ1. Подключение дискретных цепей разъединителей и выключателя БСК 110 кВ осуществляется на месте демонтируемого оборудования в блок сбора дискретных сигналов в контроллере, расположенном в шкафу ТМ2. Соответственно в ТМ3 собираются дискретные цепи от терминалов основных и резервных защит БСК 110 кВ и о неисправности выключателя 110 кВ БСК» [20].

Составлена схема распределения телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС) в ячейке БСК 110 кВ.

В работе предусматривается переподключение токовых измерительных цепей цифровых приборов индикации к проектируемому измерительному трансформатору тока к обмотке класса 0,2 совместно с аналоговым модулем измерения ССПИ.

Установленные на панели управления стрелочные приборы демонтируются, а на их место устанавливаются цифровые приборы: амперметр, с тремя строками индикации и варметр.

Увеличение нагрузки на СОПТ не происходит ввиду того, что суммарная нагрузка проектируемого оборудования меньше, чем отключаемая нагрузка (демонтируемое оборудование).

Для подключения проектируемых потребителей (электромагниты выключателя 110 кВ БСК) предусматривается применение кабелей сечением 6 мм², и автоматических выключателей с тепловым расцепителем, номинальным током 6 А. Выбранные выключатели были проверены по предельно коммутационной стойкости при токах КЗ и по чувствительности при КЗ в конце линии, а выбранные кабели на невозгорание при воздействии токов КЗ.

Заключение

«Выбор мощности вновь устанавливаемой БСК ПС 220 кВ Бумажная осуществлялся следующим образом: сначала проводились расчеты без учета БСК. При выявлении схемно-режимной ситуации, когда для обеспечения допустимых параметров электрического режима требовалось включение БСК, моделировалось ее включение с требуемой мощностью. Мощность определялась по значению V_{III} в нормальной схеме. При проведении остальных расчетов проверялась достаточность принятой ранее мощности БСК.

Расчетная величина V_{III} составила 3900 мкСм, при этом номинальная мощность БСК должна быть не менее 50 Мвар.

В связи с отсутствием свободного места в ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ Бумажная вновь устанавливаемую БСК предлагается подключить в существующую ячейку.

Параметры вновь устанавливаемого оборудования для подключения БСК должны быть следующими: номинальный ток выключателя и разъединителей должен составлять не менее 270 А, ошиновку требуется выполнить проводом сечением не менее АС-120 для исключения перегрузки по току на всем диапазоне температур наружного воздуха до +40⁰С.

Результаты проверки показали, что существующие выключатели на ПС 220 кВ Бумажная соответствуют текущим значениям токов КЗ, а также токам КЗ в перспективе на 5 лет.

Для вновь устанавливаемого выключателя устанавливаются следующие требования:

- номинальный ток: не ниже 600А;
- номинальный ток отключения: не ниже 20 кА;
- предельный сквозной ток по условию динамической стойкости: не ниже 40 кА;
- термическая стойкость: не ниже 3 с.

Для коммутации конденсаторных батарей могут применяться выключатели, возможность использования которых в этом режиме указана в технических условиях или другой технической документации предприятия-изготовителя.

Рекомендуется применение выключателей с очень низкой вероятностью повторных пробоев (класс С2) при отключении емкостных токов. Класс выключателя С2 должен быть документально подтвержден предприятием-изготовителем.

БСК 110 кВ подключается к ошиновке 110 кВ АТ2.

Произведен выбор нового оборудования 110 кВ в ячейке БСК. К установке принят элегазовый колонковый выключатель с электродвигательным приводом, трехполюсный разъединитель горизонтально-поворотного типа с главными ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, трансформаторы тока 110 кВ устанавливаемые у выключателя 110 кВ БСК и в перемычке нейтрали БСК, трансформаторы тока 35 кВ в цепях нейтрали каждой фазы устанавливаемой БСК и заземления нейтрали БСК, токоограничивающий реактор 110 кВ, гибкая ошиновка 110 кВ, выполненная проводом АС 150/24, батарея статических конденсаторов 110 кВ» [20].

Всё существующее и вновь устанавливаемое оборудование было проверено на устойчивость к динамическому и термическому действию токов КЗ, а также по максимальным нагрузкам.

Молниезащита обеспечивается проектируемым молниеотводом (высотой 27 м) установленным на проектируемой опоре ВЛ 110 кВ, проектируемым молниеотводом (высотой 16 м) установленным на существующем металлическом портале, а также существующими молниеотводами: отдельно стоящими и установленными на порталах 220 кВ.

Для заземления нового оборудования в данной работе предусматривается монтаж заземляющего устройства, которое присоединяется к основному контуру ПС. В качестве горизонтальных

заземлителей используется сталь полосовая 40×5 мм. В качестве вертикальных заземлителей используется сталь круглая диаметром 18 мм и длиной 5 м.

Выполнена проверка сечений элементов ЗУ, которая показала, что заземляющее устройство удовлетворяет по сопротивлению растекания.

В работе были рассмотрены вопросы модернизации информационно-технологических систем ПС. Составлена схема распределения устройств ИТС по трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН). Проектируемое и демонтируемое шкафное оборудование располагается в помещении релейного зала и изображено на плане размещения оборудования в помещении ГЩУ.

В работе предусматриваются установка шкафа защит и автоматики типа ШЭТ 431.02-0. Данный шкаф в своем составе содержит два интеллектуальных электронных устройства (ИЭУ): ИЭУ1 выполняет функции защит, ИЭУ2 выполняет функции автоматики управления выключателем (АУВ) и устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Установка нового шкафа защиты приводит к необходимости переподключение токовых измерительных цепей присоединения БСК 110 кВ. В работе был определен перечень сигналов, поступающих в регистратор аварийных событий (РАС).

«Установка дополнительного оборудования в шкафы системы сбора и передачи информации (ССПИ) не требуется. Подключение аналоговых цепей с информацией о фазных токах осуществляется на месте от демонтируемого оборудования в блок сбора аналоговых сигналов в шкафу ТМ1. Подключение дискретных цепей разъединителей и выключателя БСК 110 кВ осуществляется на месте демонтируемого оборудования в блок сбора дискретных сигналов в контроллере, расположенном в шкафу ТМ2. Соответственно в ТМ3 собираются дискретные цепи от терминалов основных и резервных защит БСК 110 кВ и о неисправности выключателя 110 кВ БСК» [20].

Составлена схема распределения телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС) в ячейке БСК 110 кВ.

В работе предусматривается переподключение токовых измерительных цепей цифровых приборов индикации к проектируемому измерительному трансформатору тока к обмотке класса 0,2 совместно с аналоговым модулем измерения ССПИ.

Установленные на панели управления стрелочные приборы демонтируются, а на их место устанавливаются цифровые приборы: амперметр, с тремя строками индикации и варметр.

Увеличение нагрузки на СОПТ не происходит ввиду того, что суммарная нагрузка проектируемого оборудования меньше, чем отключаемая нагрузка (демонтируемое оборудование).

Для подключения проектируемых потребителей (электромагниты выключателя 110 кВ БСК) предусматривается применение кабелей сечением 6 мм², и автоматических выключателей с тепловым расцепителем, номинальным током 6 А. Выбранные выключатели были проверены по предельно коммутационной стойкости при токах КЗ и по чувствительности при КЗ в конце линии, а выбранные кабели на невозгорание при воздействии токов КЗ.

Список используемых источников

1. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. Энергоатомиздат. 2008. 172с.
2. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. М.: Энергия. 2000. 608 с.
3. ГОСТ 103-2006 Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения: 10.12.2023).
4. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003320> (дата обращения: 10.12.2023).
5. ГОСТ 2590-2006 Прокат сортовой стальной горячекатаный круглый. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200066543> (дата обращения: 10.12.2023).
6. ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения: 10.12.2023).
7. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200046288> (дата обращения: 10.12.2023).
8. ГОСТ Р 55438-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103345> (дата обращения: 10.12.2023).

9. ГОСТ Р 58670-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электрических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169613> (дата обращения: 10.12.2023).

10. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036299> (дата обращения: 10.12.2023).

11. Группа компаний «СиСофт» (CSoft) - ElectriCS Storm 2023. Официальный сайт. [Электронный ресурс]. URL: <https://csdev.ru/soft/electrics-storm/electrics-storm-2023.html> (дата обращения: 10.12.2023).

12. Гук Ю.Б., Кантан В.В. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. Пособие для вузов: Энергоатомиздат. 2005. 312 с.

13. Гумин И.Я. Вторичные схемы электрических станций и подстанций. М.-Л.: Энергия. 2004. 176 с.

14. Гусев Ю.П. Короткие замыкания в электроустановках собственных нужд электростанций и подстанций. Учебное пособие. М.: Издательство МЭИ. 2003. 44 с.

15. Гусев Ю.П., Шиша М.А. Проверка кабелей электроустановок напряжением до 1 кВ на термическую стойкость и невозгораемость. Электро. 2001. №1. С.36-38.

16. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. М.: Высшая школа, 2004. 256 с.

17. Лукин В.С., Ежов Ю.А. Карст и строительство в районе г. Кунгура. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1975. 118 с.

18. Назаров Н.Н. География Пермского края: учеб. Пособие. Ч. I. Природная (физическая) география. Пермь, 2011. 139 с.

19. Положение ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный ресурс]. URL: https://rosseti-lenenergo.ru/upload/_about/tehlicheskay_politika/%D0%9F%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5%20%D0%BE%20%D0%95%D0%A2%D0%9F.pdf (дата обращения: 08.05.2024).

20. Поляков А.Ю., Мусин И.М. Разработка технических мероприятий по замене батареи статических конденсаторов 110 кВ // Международная научно-практическая конференция «Фундаментальные и прикладные исследования в науке и образовании». Уфа, 2024. С. 50-52.

21. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 11.12.2023).

22. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 10.12.2023).

23. СП 131.13330.2018 Строительная климатология. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (дата обращения: 10.12.2023).

24. СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111003> (дата обращения: 10.12.2023).

25. СТО 56947007-29.120.40.262-2018 Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения. ПАО «ФСК ЕЭС». 2018.

26. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения: 10.12.2023).

27. Сторожук К.С. Повысить уровень надежности работы электростанций и сетей. Электрические станции. 2003. № 7, С. 2-5.

28. Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Описание типа СИ. [Электронный ресурс]. URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/25971-06-epqs-24071> (дата обращения: 10.12.2023).

29. ШЭТ 431.02-0. Шкаф защит батареи статических конденсаторов. АУВ, УРОВ ШЭТ 431.02.0-ЭКРА (версия программного обеспечения 017_431, 019_431). Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.1099 РЭ. [Электронный ресурс]. URL: <https://ekra.ru/product/docs/rz-ps-110-750kv/zasha-kond-bat/zkb-shet/%D0%A0%D0%AD%20%D0%A8%D0%AD%D0%A2%20431.02-0-%D0%AD%D0%9A%D0%A0%D0%90.pdf> (дата обращения: 10.12.2023).

30. Gantayet A. Reactive Power Support for Voltage Profile Improvement and Loss Reduction in Radial Distribution Systems with Solid-State Transformer. 2023 IEEE 3rd International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET), Bhubaneswar, India, 2023, pp. 1-6.

31. Kgori P., Okojie D.E., Akuru U.B. Design and Analysis of a Proposed Multistage Capacitor Bank Compensation Scheme. 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Kigali, Rwanda, 2022, pp. 1-5.

32. Xiong C., Liu H., Yang Z., Wang J. Optimal Reactive Power Dispatch of Distribution Network Considering Voltage Security. 2022 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI), Singapore, Singapore, 2022, pp. 1362-1367.

33. Yan Xu, Yuan Chi, Heling Yuan. Dynamic VAR Resources in Stability-Constrained Optimization for Modern Power System Operation and Planning, IEEE, 2023, pp.311-318.

34. Zein H., Saodah S., Utami S., Wachjoe C.K. Static VAR Compensation Capacity for Bus Voltage Setting in Electric Power Systems. 2022 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP), Jakarta, Indonesia, 2022, pp. 1-6.