

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)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ПС 220 кВ Кузнецк

Обучающийся

Ю.А. Янюшкин
(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы по реконструкции подстанции 220 кВ Кузнецк, связанные с необходимостью замены отделителей и короткозамыкателей 220 кВ на элегазовый выключатель.

Для обоснованного выбора оборудования был произведен расчет электрических режимов на год окончания реконструкции подстанции которым является 2024 и на пятилетнюю перспективу до 2029 года. По результатам произведённых расчётов были сделаны выводы о нахождении токов и напряжений в области допустимых значений и отсутствии необходимости применения компенсирующих устройств и замены сетевого оборудования.

В ходе реконструкции электрическая схема ОРУ 220 кВ и 110 кВ подлежит замене с целью возможного последующего расширения подстанции и применения более сложных схем. Определён перечень оборудования, подлежащего замене в ОРУ 220, 110 и ЗРУ 10 кВ. Произведён расчёт токов короткого замыкания и определены ударные токи для проверки на динамическую стойкость. Определены периодическая составляющая тока короткого замыкания и выполнен расчёт теплового импульса для проверки на термическую стойкость. Все выбранные аппараты прошли необходимые проверки. Определена дополнительная нагрузка системы собственных нужд и обоснованно отсутствие необходимости увеличения мощности трансформаторов собственных нужд.

Бакалаврская работа включает в себя пояснительную записку из 53 страниц с рисунками и таблицами и 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Расчет балансов и режимов.....	7
2 Обоснование принятой схемы электроснабжения.....	18
2.1 Главная схема электрических соединений.....	18
2.2 Основные компоновочные решения.....	21
3 Выбор основного оборудования ПС Кузнецк.....	23
3.1 Расчет динамического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 220 кВ ПС Кузнецк.....	24
3.2 Расчет динамического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ ПС Кузнецк.....	24
3.3 Расчет периодической и апериодической составляющей тока КЗ для времени $t > 0$ на шинах ОРУ 220 кВ.....	25
3.4 Расчет периодической и апериодической составляющей тока КЗ для времени $t > 0$ на шинах ОРУ 110 кВ.....	26
3.5 Расчет термического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 220 кВ.....	27
3.6 Расчет термического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ.....	28
3.7 Выбор высоковольтного выключателя.....	29
3.8 Выбор разъединителей.....	30
3.9 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ.....	30
3.10 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ.....	34
3.11 Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ.....	37
3.12 Выбор ошиновки устанавливаемых разъединителей в ячейке АТ-1 (№ 11) ОРУ 110 кВ.....	37
3.13 Выбор ошиновки устанавливаемых разъединителей в ячейках № 4,5,6,7,12,13 ОРУ 110 кВ.....	40

3.14 Выбор ошиновки устанавливаемых разъединителей в ячейках № 2,3 ОРУ 110 кВ	42
4 Собственные нужды и система постоянного оперативного тока подстанции	46
4.1 Собственные нужды подстанции	46
4.2 Система постоянного оперативного тока подстанции	47
Заключение	49
Список используемой литературы	51

Введение

ПС 220 кВ Кузнецк расположена Ульяновской области.

«Конструктивное исполнение ПС и РУ: ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ, СБРУ 10 кВ, ЗРУ 10 кВ» [18].

«Тип схемы РУ:

- ОРУ 220 кВ - блок (линия - трансформатор) с ОД и КЗ;
- ОРУ 110 кВ - одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин. Количество линий, подключенных к подстанции: РУ 220 кВ - 1 шт., РУ 110 кВ - 8 шт., СБРУ 10 кВ - 4 шт., ЗРУ 10 кВ - 2 шт.

Установленные автотрансформаторы: АТ-1 - 125 МВА.

В части заходов линий электропередачи 220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк находится на балансе Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС» [18].

В части заходов линий электропередачи 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка тяговая (ВЛ 110 Кузнецк - Налейка) находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;
- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Коромысловка тяговая (ВЛ 110 кВ Кузнецк - Коромысловка) находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;
- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Кузнецк тяговая-1 (ВЛ 110 кВ Кузнецк-1) находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;
- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Кузнецк тяговая-2 (ВЛ 110 кВ Кузнецк-2) находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;
- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Патрикеево тяговая (ВЛ 110 кВ Кузнецк - Патрикеево) находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;
- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Редуктор находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;
- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Тимошкино находится на балансе ПАО «МРСК Волги»;

- ВЛ 110 кВ Кузнецк - Вешкайма-110 (ВЛ 110 кВ Кузнецк - Вешкайма) находится на балансе ПАО «МРСК Волги».

Оперативный ток на подстанции - постоянный 220 В.

«Основными источниками электроснабжения ПС 220 кВ Кузнецк являются:

- ПС 500 кВ Ключики (Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Средне-Волжское ПМЭС), питание по ВЛ 220 кВ Ключики-Кузнецк.

Потребители электрической энергии на ПС 220 кВ Кузнецк получают питание по отходящим линиям 110 и 10 кВ» [18].

При реконструкции подстанции планируется проведение следующих работ:

- замена отделителя и короткозамыкателя 220 кВ на элегазовый выключатель на присоединении АТ-1 со стороны ВН АТ-1;
- замена трансформатора напряжения ТН-220 ЛТН-220 Ключики;
- изменение компоновки оборудования на ОРУ 110 кВ: установка (монтаж) шинных развилок с установкой разъединителей 110 кВ для возможности переключения АТ-1 и ВЛ на первую либо вторую систему шин 110 кВ (9 присоединений).

Целью бакалаврской работы является обеспечение надежного электроснабжения потребителей, получающих электрическую энергию от подстанции Кузнецк.

1 Расчет балансов и режимов

«В данном разделе приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности по сети 110 кВ, прилегающей к ПС 220 кВ Кузнецк на год ввода объекта в работу и перспективу 5 (пять) лет (для каждого года пятилетнего периода) для характерных режимов» [16].

Приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, рассмотрены режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

Срок окончания строительства 2024 г. Поэтому расчеты проводились на период 2024 г. и перспективный на 5 лет вперед до 2029 года.

Потребление в районе проектирования в 2024 г. принято в соответствии со Схемой и программой развития энергетики Единой энергетической системы России на 2024-2030 года. Потребление в 2024 г. увеличено в соответствии с динамикой изменения потребления на 2,4 % по отношению к 2023 г [17].

Баланс мощности в районе ПС 220 кВ Кузнецк приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Потребление мощности в районе ПС 220 кВ Кузнецк на период 2024-2029 годы

Год	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Собственный максимум нагрузки, МВт	105,0	105,5	106,0	106,5	107,0	107,5

Потребление района на перспективный период корректировалось в соответствии с динамикой изменения потребления в СИПР 2024-2030.

В соответствии с СИПР 2024-2030 отсутствуют вводы, реконструкция, модернизация, демонтаж и т.п. в районе объекта проектирования, оказывающие влияние на режимы работы проектируемого оборудования.

«При анализе расчётов полученные токовые нагрузки сравнивались с допустимой токовой нагрузкой: летом при + 25°С, зимой при -5°С.

Минимально допустимый уровень напряжения в сети 220 кВ - 181,2 кВ, аварийно-допустимый уровень напряжения в сети 220 кВ - 171,1 кВ. Минимально допустимый уровень напряжения в сети 110 кВ - 90,6 кВ, аварийно-допустимый уровень напряжения в сети 110 кВ - 85,6 кВ» [16].

Токовая загрузка сетевых элементов и уровни напряжения в узлах в районе объекта проектирования представлены в табличном виде в таблицах 2-9, для летнего и зимнего режимов максимума и минимума нагрузки на год окончания реконструкции 2024 и на пятилетнюю перспективу – 2029 год. «Результаты расчётов электрических режимов включают в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, трансформаторов ПС, уровням напряжения» [8].

Таблица 2 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме зимнего максимума 2024 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		369	600	400	400	600	581	600	300	90,6	181,2
Нормальный		169	169	80	85	146	57	169	55	115,6	235,4
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		196	196	78	83	143	43	165	86	116,0	237,7
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		251	251	77	82	167	55	192	86	115,7	233,0
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		296	296	73	76	164	80	189	128	115,9	235,9
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		257	257	-	111	164	45	189	83	116,0	233,0

Таблица 3 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме зимнего минимума 2024 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		369	600	400	400	600	581	600	300	90,6	181,2
Нормальный		149	149	78	82	130	36	148	60	116,8	235,6
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		176	176	76	80	127	25	144	90	116,9	237,9
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		233	233	74	79	151	73	171	91	116,5	233,2
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		278	278	70	74	148	100	168	132	116,8	236,2
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		239	239	-	108	149	64	168	88	116,9	233,3

Таблица 4 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме летнего максимума 2024 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		298	600	400	400	510	450	510	300	90,6	181,2
Нормальный		147	147	78	82	129	34	146	60	116,8	235,7
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		174	174	76	80	125	24	142	90	117,0	237,9
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		232	232	74	79	150	75	169	92	116,6	233,3
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		276	276	70	74	147	102	166	133	116,9	236,2
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		237	237	-	108	147	66	166	88	117,0	233,3

Таблица 5 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме летнего минимума 2024 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		298	600	400	400	510	450	510	300	90,6	181,2
Нормальный		135	135	76	80	119	24	133	63	117,4	235,8
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		162	162	74	78	115	21	129	93	117,5	238,0
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		221	221	73	72	141	87	157	94	117,1	233,4
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		265	265	69	73	138	115	154	136	117,4	236,4
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		226	226	-	106	138	79	154	91	117,5	233,5

Таблица 6 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме зимнего максимума 2029 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		369	600	400	400	600	581	600	300	90,6	181,2
Нормальный		170	170	81	86	148	58	170	55	115,8	235,4
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		198	198	79	83	144	44	166	86	116,0	237,6
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		253	253	77	82	169	54	193	86	115,6	232,9
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		298	298	73	77	166	78	190	128	115,8	235,8
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		259	259	-	112	166	43	190	83	115,9	233,0

Таблица 7 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме зимнего минимума 2029 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		369	600	400	400	600	581	600	300	90,6	181,2
Нормальный		150	150	78	82	131	37	149	59	116,7	235,6
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		177	177	76	80	127	26	145	90	116,8	237,9
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		234	234	74	79	152	72	172	91	116,5	233,2
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		279	279	71	74	149	99	169	132	116,7	236,2
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		240	240	-	108	149	63	169	88	116,8	232,3

Таблица 8 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме летнего максимума 2029 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		298	600	400	400	510	450	510	300	90,6	181,2
Нормальный		148	148	78	82	130	35	147	60	116,8	235,6
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		175	175	76	80	126	25	143	90	116,9	237,9
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		233	233	74	79	151	73	170	91	116,6	233,3
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		277	277	70	74	148	101	167	133	116,8	236,2
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		238	238	-	108	148	65	167	88	116,9	233,3

Таблица 9 - Токовая нагрузка и уровни напряжения в режиме летнего минимума 2029 г

Режим	Сетевой элемент	Токовая нагрузка, А								Напряжение, кВ	
		АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк сторона 220 кВ	ВЛ 220 кВ Ключики - Кузнецк	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Налейка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Коромысловка	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Реактор	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Вешкайма-110	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Патрикеево	ВЛ 110 кВ Кузнецк – Тимошкино	Шины 110 кВ ПС 220 кВ Кузнецк	Шины 220 кВ ПС 220 кВ Ключики
Допустимые параметры, А, кВ		298	600	400	400	510	450	510	300	90,6	181,2
Нормальный		136	136	76	80	120	25	134	62	117,3	235,8
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская		163	163	74	78	116	21	130	93	117,4	238,1
Отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Ключики		221	221	73	77	141	86	158	94	117,1	233,4
Отключение ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		266	266	69	73	138	114	155	135	117,4	236,4
Отключение ВЛ 110 кВ Кузнецк - Налейка и ВЛ 500 кВ Вешкайма - Ключики		227	227	-	106	138	78	155	91	117,4	233,5

Выводы по разделу.

«Были проведены расчеты электрических режимов для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на этапах 2024 и 2029 гг.

По результатам расчетов проведена проверка допустимости режимов работы прилегающей к ПС 220 кВ Кузнецк сети» [16].

Максимальный рабочий ток по проектируемому оборудованию ПС 220 кВ Кузнецк составил:

- АТ-1 сторона 220 кВ - 298 А.

Анализ рассчитанных режимов показал следующее:

- токовая загрузка оборудования находится в области допустимых значений;
- напряжение не снижается ниже допустимого уровня;
- компенсации реактивной мощности не требуется;
- замены сетевого оборудования не требуется.

Отсутствует необходимость ввода новых устройств противоаварийной автоматики на ПС 220 кВ Кузнецк и на прилегающих объектах.

2 Обоснование принятой схемы электроснабжения

2.1 Главная схема электрических соединений

В результате реконструкции схема распределительного устройства 220 кВ «Блок (линия - трансформатор) с ОД и КЗ» изменится на схему «Блок (линия - трансформатор) с выключателем». «Схема распределительного устройства 110 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин» изменится на схему «Две рабочие и обходная система шин».

На ОРУ 220 кВ предполагается установка следующего оборудования:

- выключатель 220 кВ элегазовый баковый со встроенными трансформаторами тока - 1 шт.;
- трехполюсный разъединитель 220 кВ с одним комплектом заземляющих ножей - 1 шт.;
- ограничитель перенапряжения нелинейный 220 кВ с регистратором срабатывания- 3 шт.

На ОРУ 110 кВ предполагается установка следующего оборудования:

- трехполюсный разъединитель 110 кВ с одним комплектом заземляющих ножей - 8 шт.;
- трехполюсный разъединитель 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей - 1 шт.;
- однополюсный разъединитель 110 кВ с одним комплектом заземляющих ножей – 24 шт.;
- однополюсный разъединитель 110 кВ с двумя комплектами заземляющих ножей - 3 шт.;
- шинные опоры 110 кВ для крепления одного провода - 32 шт.;
- шинные опоры 110 кВ для крепления двух проводов - 4 шт.

На РУ 10 кВ предполагается установка следующего оборудования:

- ограничитель перенапряжения нелинейный 10 кВ - 3 шт» [18].

«Питание электроприемников собственных нужд предусматривается от 3-х фазной электрической сети с заземленной нейтралью (система TN-C-S, разделение нулевого защитного и нулевого рабочего проводников происходит в ЩСН), напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц» [3], [14].

Схема электрическая принципиальная ПС 220 кВ Кузнецк приведена в графической части работы. «Ведомость основного электротехнического оборудования, предполагаемого к установке, приведена в таблице 10. Выбор и проверка основного электротехнического оборудования приведены в следующем разделе» [1].

Таблица 10 - Ведомость основного электротехнического оборудования, предполагаемого к установке

«Наименование и краткая техническая характеристика	Тип	Ед. изм.	Кол-во	Примечания» [1]
«Выключатель элегазовый трехполюсный баковый со встроенными трансформаторами тока, привод пружинный -230 В» [1]	Уном. = 220 кВ; Ином. = 2000 А; Юткл. = 40 кА	3×ф. к-т	1	-
«Трансформаторы тока, встроенные в выключатель» [1]	Уном. = 220 кВ; Ином. = 600/5 А; кл. т. 0,2S/0,2/10P/10P/10P/ 10P	1 фаз. к-т	3	-
Разъединитель трехполюсный с одним комплектом заземляющих ножей, в комплекте с двигательными приводами	Уном. = 220 кВ Ином. = 1000 А Iтерм.ст. = 31,5 кА Iдин.ст. = 80 кА	3×ф. к-т	1	-
Трансформатор напряжения емкостный газонаполненный	Уном. = $220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ $/100/\sqrt{3}/100$; 0,2/0,2/ЗР	1 фаз к-т	3	Переводится в аварийный резерв
Разъединитель трехполюсный с одним комплектом заземляющих ножей, в комплекте с двигательными приводами	Уном. = 110 кВ Ином. = 1000 А Iтерм.ст. = 31,5 кА Iдин.ст. = 80 кА	3×ф. к-т	8	-

Продолжение таблицы 10

Наименование и краткая техническая характеристика	Тип	Ед. изм.	Кол-во	Примечания
Разъединитель трехполюсный с двумя комплектами заземляющих ножей, в комплекте с двигательными приводами	Уном. = 110 кВ Ином. = 1000 А Iтерм.ст. = 31,5 кА Iдин.ст. = 80 кА	3×ф. к-т	1	-
Разъединитель однополюсный с одним комплектом заземляющих ножей, в комплекте с двигательными приводами	Уном. = 110 кВ Ином. = 1000 А Iтерм.ст. = 31,5 кА Iдин.ст. = 80 кА	1 фаз. к-т	24	-
Разъединитель однополюсный с двумя комплектами заземляющих ножей, в комплекте с двигательными приводами	Уном. = 110 кВ Ином. = 1000 А Iтерм.ст. = 31,5 кА Iдин.ст. = 80 кА	1 фаз. к-т	3	-
Ограничитель перенапряжения нелинейный	Уном. = 110 кВ	1 фаз. к-т	3	-
Ограничитель перенапряжения нелинейный	Уном. = 10 кВ	1 фаз. к-т	3	-
Шинная опора для крепления одного провода АС-300/39, АС-150/24	Уном. = 110 кВ	1 фаз. к-т	32	-
Шинная опора для крепления двух проводов АС-400/51	Уном. = 110 кВ	1 фаз. к-т	4	-
Провод сталеалюминиевый (ошиновка ячейки 220 кВ)	АС-300/39	м	60	-
Провод сталеалюминиевый (ошиновка ячеек 110 кВ)	АС-300/39	м	500	-
Провод сталеалюминиевый (ошиновка ячейки 110 кВ)	АС-150/24	м	170	-
Провод сталеалюминиевый (ошиновка ячейки 110 кВ)	2×АС-400/51	м	185	-

2.2 Основные компоновочные решения

В работе предусматривается реконструкция подстанции с заменой отделителя и короткозамыкателя 220 кВ на элегазовый выключатель, замена разрядников 110 кВ и 10 кВ на ОПН, установка шинных развилки на ОРУ 110 кВ.

В результате реконструкции схема распределительного устройства 220 кВ «Блок (линия - трансформатор) с ОД и КЗ» изменится на схему «Блок (линия - трансформатор) с выключателем». «Схема распределительного устройства 110 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин» изменится на схему «Две рабочие и обходная система шин»» [2].

«В работе предусматривается оборудование нового поколения с улучшенными техническими и эксплуатационными характеристиками, а именно:

- выключатель - элегазовый бакового типа;
- трансформаторы тока - встроенные;
- трансформаторы напряжения - емкостные;
- разъединители - горизонтально-поворотного типа с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей;
- ограничители перенапряжения - нелинейные» [19].

«На ОРУ 220 кВ предусмотрена установка выключателя элегазового со встроенными трансформаторами тока» [19]. Также, предусматривается установка трехполюсного разъединителя с одним комплектом заземляющих ножей и перенос существующего ОПН 220 кВ. Старый трансформатор напряжения 220 кВ переводится в аварийный резерв.

Применение данной компоновки на ОРУ 220 кВ позволяет произвести возможное дальнейшее расширение до более сложных схем.

«На ОРУ 110 кВ предусмотрена установка разъединителей, обеспечивающих возможность переключения АТ-1 и ВЛ на первую либо

вторую систему шин. На разъединителях предусматривается привод с дистанционным управлением. Заземляющие ножи предусмотрены так, чтобы были не нужны переносные заземления. На заземляющих ножах предусматривается привод с дистанционным управлением» [19]. Применение данной компоновки на ОРУ 110 кВ позволяет произвести возможное дальнейшее расширение до схемы с двумя рабочими секционированными выключателями и обходной системами шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями [20].

На территории ПС находятся существующие здания ПС, здание ЗРУ 10 кВ, СБРУ 10 кВ.

Размещение указанных зданий в данной работе не меняется,

Размещение силового электрооборудования (план подстанции) представлен в графической части работы.

Выводы по разделу.

В результате производимой реконструкции схема распределительного устройства 220 кВ меняется на схему «Блок линия – силовой трансформатор с высоковольтным выключателем», а схема распределительного устройства 110 кВ меняется на схему с двумя рабочими системами шин и одной обходной.

В ОРУ 220 кВ предполагается установка нового элегазового выключателя со встроенными трансформаторами тока, трехполюсного разъединителя, замена устаревших разрядников на нелинейные ограничители перенапряжений.

В ОРУ 110 кВ предполагается установка новых трехполюсных и однополюсных разъединителей с одним и двумя заземляющими ножами и шинных опор.

В РУ 10 кВ предполагается установка новых ОПН.

Применение данной компоновки на ОРУ 220 кВ и 110 кВ позволяет произвести возможное дальнейшее расширение до более сложных схем.

3 Выбор основного оборудования ПС Кузнецк

«Район размещения подстанции соответствует второй степени естественной природной загрязненности атмосферы (в соответствии с гл. 1.9 ПУЭ 7 изд.). В связи с этим электрооборудование (в соответствии с ПУЭ изд. 7 гл, 1.9) на напряжение 220 кВ и 110 кВ принимаются с длиной пути утечки не менее 2 см/кВ, а на напряжение 10 кВ - не менее 2,35 кВ/см» [11].

К открыто устанавливаемому оборудованию подстанции относятся выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения, шинные опоры, ограничители перенапряжения. «При определении параметров вновь устанавливаемого высоковольтного оборудования учтены «Общие технические требования к подстанциям нового поколения»:

- применение современного основного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную надежность, с высокой степенью автоматизации технических процессов с контролем и управлением.

Основные технические данные и выбор вновь устанавливаемого высоковольтного оборудования приведены ниже» [9].

Максимальный расчетный уровень токов КЗ на шинах ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ и РУ 10 кВ ПС 220 кВ Кузнецк приведен в таблице 11.

Таблица 11 - Максимальный расчетный уровень токов КЗ на шинах ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ и РУ 10 кВ ПС 220 кВ Кузнецк

«КЗ на шинах РУ напряжением, кВ	Ток КЗ, кА» [6]
220	$I_{n0(3)} = 4,89$ кА $I_{n0(1)} = 4,211$ кА
110	$I_{n0(3)} = 10,421$ кА $I_{n0(1)} = 10,882$ кА
10	$I_{n0(3)} = 13,677$ кА

3.1 Расчет динамического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 220 кВ ПС Кузнецк

«Расчет ударного тока короткого замыкания на шинах 220 кВ производится по формуле» [6]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0(3)}, \quad (1)$$

где « $I_{п0(3)} = 4,89$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;
 $k_{уд}$ - ударный коэффициент, определяемый выражением» [6]:

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

где « T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [6].

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,819,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,819 \cdot 4,89 = 12,579 \text{ кА}.$$

3.2 Расчет динамического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ ПС Кузнецк

«Расчет ударного тока короткого замыкания на шинах 110 кВ производится по формуле» [6]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0(3)}, \quad (3)$$

где « $I_{п0(3)} = 10,421$ кА - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110

кВ;

$k_{уд}$ - ударный коэффициент, определяемый выражением» [6]:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (4)$$

где « T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [6].

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,819,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,819 \cdot 10,421 = 26,807 \text{ кА}.$$

3.3 Расчет периодической и аperiodической составляющей тока КЗ для времени $t > 0$ на шинах ОРУ 220 кВ

«Расчетное время, для которого требуется определить токи КЗ» [6]:

$$\tau = t_{откл} + 0,01, \quad (5)$$

где « $t_{откл}$ - полное время отключения выключателя;

0,01 с - минимальное время действия отключения релейной защиты» [6].

$$\tau = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания определяется по следующему выражению:

$$I_{н\tau} = \alpha \cdot I_{n0(3)}, \quad (6)$$

где « $I_{n0(3)} = 4,89$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;

$\alpha = 0,98$ - коэффициент, определяемый методом типовых кривых» [6].

$$I_{nr} = 0,98 \cdot 4,89 = 4,792 \text{ A}.$$

Значение аperiodической компоненты тока короткого замыкания, может быть вычислено по формуле:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (7)$$

где « $I_{n0(3)} = 4,89$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;
 T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;
 $\tau = 0,06$ с - расчетное время отключения тока КЗ» [6].

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,89 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 2,083 \text{ кА}.$$

3.4 Расчет периодической и аperiodической составляющей тока КЗ для времени $t > 0$ на шинах ОРУ 110 кВ

«Расчетное время, для которого требуется определить токи КЗ» [6]:

$$\tau = t_{откл} + 0,01, \quad (8)$$

где « $t_{откл}$ - полное время отключения выключателя;

0,01 с - минимальное время действия отключения релейной защиты» [6].

$$\tau = 0,05 + 0,01 = 0,06 \text{ с}.$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания определяется

по следующему выражению:

$$I_{nr} = \alpha \cdot I_{n0(3)}, \quad (9)$$

где « $I_{n0(3)} = 10,421$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ;
 $\alpha = 0,98$ - коэффициент, определяемый методом типовых кривых» [6].

$$I_{nr} = 0,98 \cdot 10,421 = 10,213 \text{ А}.$$

Значение апериодической компоненты тока короткого замыкания, может быть вычислено по формуле:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (10)$$

где « $I_{n0(3)} = 10,421$ кА – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ;
 T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;
 $\tau = 0,06$ с - расчетное время отключения тока КЗ» [6].

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 10,421 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 4,439 \text{ кА}.$$

3.5 Расчет термического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 220 кВ

«Для проверки на термическую стойкость аппаратов определяем тепловой импульс короткого замыкания, характеризующий количества тепла, выделяющегося в аппарате за время τ » [7]:

$$B_{\kappa} = (I_{\text{п0(3)}})^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (11)$$

где « $I_{\text{п0(3)}} = 4,89$ кА - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ;
 $\tau = 0,06$ с - расчетное время отключения тока КЗ;
 T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [7].

$$B_{\kappa} = 4,89^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 2,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

3.6 Расчет термического действия тока короткого замыкания на шинах ОРУ 110 кВ

«Для проверки на термическую стойкость аппаратов определяем тепловой импульс короткого замыкания, характеризующий количества тепла, выделяющегося в аппарате за время τ » [7]:

$$B_{\kappa} = (I_{\text{п0(3)}})^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (12)$$

где « $I_{\text{п0(3)}} = 10,421$ кА - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ;
 $\tau = 0,06$ с - расчетное время отключения тока КЗ;
 T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ» [7].

$$B_{\kappa} = 10,421^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 11,946 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

«При выборе аппаратов на ОРУ 220 кВ по длительно допустимому току за расчетное значение принимаем ток нагрузки, равный» [22]:

$$I_{нагр.мах} = 298 \text{ А},$$

где $I_{нагр.мах}$ - максимальный рабочий ток со стороны 220 кВ АТ-1 (данные из раздела 1).

«При выборе аппаратов на ОРУ 110 кВ по длительно допустимому току за расчетное значение принимаем ток нагрузки, равный» [22]:

$$I_{нагр.мах} = 576 \text{ А},$$

где $I_{нагр.мах}$ - максимальный рабочий ток со стороны 110 кВ АТ-1 (данные из раздела 1).

3.7 Выбор высоковольтного выключателя

«Выключатели выбирают по номинальным параметрам - напряжению, номинальному току, отключающей способности, проверяют на термическую и динамическую стойкость» [4].

Результаты выбора выключателя и условия выбора приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Выбор выключателя 220 кВ

«Расчетные величины	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{усл} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{усл} \leq U_H$
$I_{нагр.мах} = 298 \text{ А}$	$I_{ном.выкл.} = 2000 \text{ А}$	$I_{нагр.мах} \leq I_{ном.выкл.}$
$I_{п0(3)} = 4,89 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0(3)} \leq I_{пр.с}$
$i_{уд.} = 12,579 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}$
$I_{пт} = 4,792 \text{ кА}$	$I_{отк.ном.} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}$
$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} = 8,86 \text{ кА}$	$\beta_H = 0,45;$ $\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_H) = 82,02 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_H)$
$B_K = 2,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 40 \text{ кА}$ и $t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ [2]

3.8 Выбор разъединителей

«Разъединители выбирают по номинальным параметрам - напряжению, току и проверяют термическую и динамическую стойкость» [4].

Результаты выбора разъединителей и условия выбора приведены в таблицах 13 и 14 для разъединителей 220 кВ и 110 кВ соответственно.

Таблица 13 - Выбор разъединителей 220 кВ

«Расчетные величины»	Каталожные данные разъединителей	Условия выбора
$U_{\text{учм}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{учм}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{нагр.мах}} = 298 \text{ А}$	$I_{\text{ном.выкл.}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{нагр.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл.}}$
$I_{\text{п0(3)}} = 4,89 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0(3)}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд.}} = 12,579 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$V_{\text{к}} = 2,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$ и $t_{\text{T}} = 3 \text{ с};$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ [2]

Таблица 14 - Выбор разъединителей 110 кВ

«Расчетные величины»	Каталожные данные разъединителей	Условия выбора
$U_{\text{учм}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{учм}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{нагр.мах}} = 576 \text{ А}$	$I_{\text{ном.выкл.}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{нагр.мах}} \leq I_{\text{ном.выкл.}}$
$I_{\text{п0(3)}} = 10,421 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0(3)}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд.}} = 26,807 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$V_{\text{к}} = 11,946 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$ и $t_{\text{T}} = 3 \text{ с};$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$ [2]

3.9 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

«Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения – $U_{\text{нро}}$.

Выбор производится по условию» [5]:

$$U_{нро} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot U_{нрс}, \quad (13)$$

где « $U_{нрс}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, кВ» [15].

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot 72,8 = 76,44 \text{ кВ}.$$

В сети 110 кВ

$$U_{нрс} = \frac{U_{нр}}{\sqrt{3}}, \quad (14)$$

где « $U_{нр} = 126$ кВ - действующее значение нормированного наибольшего рабочего междуфазного (линейного) напряжения установки (ГОСТ 1516.3-96)» [4].

$$U_{нрс} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,8 \text{ кВ}.$$

«Выбор ОПН 110 кВ по условиям обеспечения взрывобезопасности» [4].

«Взрывобезопасность ОПН считается обеспеченной, если» [4]

$$I_{об} \geq (1,1 \div 1,2) \cdot I_{кз}, \quad (15)$$

где « $I_{кз} = 10,882$ кА - максимальное значение тока короткого замыкания на стороне 110 кВ» [4].

$$I_{об} \geq 1,2 \cdot 10,882 = 13,058 \text{ кА}.$$

«Выбор класса энергоемкости ОПН 110 кВ.

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих свойств. При возможности возникновения переходного резонанса ОПН должен иметь энергоемкость не

ниже 4-4,5 кДж/кВ при амплитуде тока 900-1000 А длительностью 2000 мкс.

Выбор номинального напряжения ОПН 110 кВ - $U_{но}$.

Так как известно безопасное время воздействия этого напряжения - $t_{во} = 10$ с (ГОСТ 1516.3-96), то по усредненной характеристике «напряжение-время» с предварительным нагружением предварительно определяем кратность этого напряжения $k_{во} = 1,37$ и значение номинального напряжения ОПН» [4]:

$$U_{но} = k_{во} \cdot U_{про}, \quad (16)$$

$$U_{но} = 1,37 \cdot 76,44 = 104,7 \text{ кВ.}$$

«Определение защитного уровня ОПН 110 кВ при коммутационных перенапряжениях - $U_{ост.к}$.

Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационных перенапряжениях должно быть не выше допустимого при коммутационных перенапряжениях $U_{ост.к} \leq U_{доп.к}$, которое определяется через испытательное напряжение $U_{ик}$ коммутационным импульсом защищаемого оборудования» [4]:

$$U_{доп.к} = (0,83 \div 0,87) U_{ик}, \quad (17)$$

$$U_{доп.к} = 0,87 \cdot 343,654 = 298,98 \text{ кВ.}$$

«Для электрооборудования напряжением 110 кВ нормируется одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты $U_{и1} = 200$ кВ (ГОСТ 1516.3-96). Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по выражению» [4]:

$$U_{ик} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{и1}, \quad (18)$$

где k_u - коэффициент импульса, равный 1,35;

k_k - коэффициент куммулятивности, равный 0,9» [4].

$$U_{ик} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,654 \text{ кВ}.$$

«Определение защитного уровня ОПН 110 кВ при грозовых перенапряжениях – $U_{ост.г}$.

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовых перенапряжениях должно быть не выше допустимого при грозовых перенапряжениях и нормируемых расстояний до защищаемого электрооборудования $U_{ост.г} \leq U_{доп.г}$, которое определяется через испытательное напряжение $U_{игп} = 460 \text{ кВ}$ (ГОСТ 1516.3-96) грозовым полным импульсом защищаемого оборудования» [4]:

$$U_{доп.г} = (0,9 \div 0,95) \cdot U_{игп}, \quad (19)$$

$$U_{доп.г} = 0,95 \cdot 460 = 437 \text{ кВ}.$$

Результаты выбора ОПН 110 кВ сведены в таблицу 15.

Таблица 15 - Выбор ОПН 110 кВ

«Параметр	Каталожные данные ОПН	Расчетные данные	Условия выбора
Наибольшее длительно допустимое напряжение	$U_{нро} = 83 \text{ кВ}$	$U_{нрс} = 72,8 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot U_{нрс}$ $83 \text{ кВ} > 76,44 \text{ кВ}$
Условие взрывобезопасности	$I_{вб} = 40 \text{ кА}$	$I_{кз} = 10,882 \text{ кА}$	$I_{вб} \geq (1,1 \div 1,2) I_{кз}$ $40 \text{ кА} > 13,058 \text{ кА}$
Класс энергоемкости	$W_{уд} = 4,8 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} = 4,5 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} \geq 4,5 \text{ кДж/кВ}$ $4,8 \text{ кДж/кВ} > 4,5 \text{ кДж/кВ}$
Номинальное напряжение	$U_{но} = 110 \text{ кВ}$	$k_{во} = 1,37$	$U_{но} \geq k_{во} \cdot U_{нро}$ $110 \text{ кВ} > 104,7 \text{ кВ}$ » [2]
Защитный коммутационный уровень	$U_{ост.к} = 211 \text{ кВ}$	$U_{доп.к} = 298,98 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} \leq U_{доп.к}$ $211 \text{ кВ} < 298,8 \text{ кВ}$
«Защитный грозовой уровень	$U_{ост.г} = 286 \text{ кВ}$	$U_{доп.г} = 437 \text{ кВ}$	$U_{ост.г} \leq U_{доп.г}$ $286 \text{ кВ} < 437 \text{ кВ}$ » [2]

3.10 Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

«Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения – $U_{нрo}$:

В сетях 6 - 35 кВ с изолированной или резонансно компенсированной нейтралью длительность однофазных замыканий на землю ограничивается временем $t_{o3з} = t_b$ где t_b - время действия, с, поэтому» [5]:

$$U_{нрo} \geq \frac{U_{нр}}{k_{во}}, \quad (20)$$

где « $U_{нр} = 12$ кВ - действующее значение нормированного наибольшего рабочего междуфазного (линейного) напряжения установки (ГОСТ 1516.3-96);

кратность $k_{во}$ определяется по характеристике ОПН «напряжение-время»» [4].

«Для времени $t_b = 7200$ с по усредненной характеристике «напряжение-время» с предварительным нагружением предварительно определяем кратность этого напряжения $k_{во} = 1,2$ » [4].

$$U_{нрo} \geq \frac{12}{1,2} = 10 \text{ кВ.}$$

«Выбор ОПН 10 кВ по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Взрывобезопасность ОПН считается обеспеченной, если» [4]:

$$I_{вб} \geq (1,1 \div 1,2) \cdot I_{кз}, \quad (21)$$

где « $I_{кз} = 13,667$ кА - максимальное значение тока короткого замыкания на стороне 10 кВ» [4].

$$I_{вб} \geq 1,2 \cdot 13,667 = 16,412 \text{ кА.}$$

«Выбор класса энергоемкости ОПН 10 кВ.

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих свойств. При возможности возникновения переходного резонанса ОПН должен иметь энергоемкость не ниже 2,5 - 3 кДж/кВ при амплитуде тока 450 - 600 А длительностью 2000 мкс.

Выбор номинального напряжения ОПН 10 кВ - $U_{но}$.

Так как известно безопасное время воздействия этого напряжения - $t_{во} = 7200$ с (ГОСТ 1516.3-96), то по усредненной характеристике «напряжение-время» с предварительным нагружением предварительно определяем кратность этого напряжения $k_{во} = 1,2$ и значение номинального напряжения ОПН» [4]:

$$U_{но} = k_{во} \cdot U_{нро}, \quad (22)$$

$$U_{но} = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ кВ}.$$

«Определение защитного уровня ОПН 10 кВ при коммутационных перенапряжениях - $U_{ост.к}$.

Остающееся напряжение на ограничителе при коммутационных перенапряжениях должно быть не выше допустимого при коммутационных перенапряжениях $U_{ост.к} \leq U_{доп.к}$, которое определяется через испытательное напряжение $U_{ик}$ коммутационным импульсом защищаемого оборудования» [4]:

$$U_{доп.к} = (0,83 \div 0,87) U_{ик}, \quad (23)$$

$$U_{доп.к} = 0,87 \cdot 60,139 = 52,32 \text{ кВ}.$$

«Для электрооборудования напряжением 10 кВ нормируется одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты $U_{и1} = 35$ кВ

(ГОСТ 1516.3-96). Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по выражению» [4]:

$$U_{ик} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{u1}, \quad (24)$$

где « k_u - коэффициент импульса, равный 1,35;

k_k - коэффициент куммулятивности, равный 0,9» [4].

$$U_{ик} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,139 \text{ кВ}.$$

«Определение защитного уровня ОПН 10 кВ при грозовых перенапряжениях - $U_{ост.г}$.

Остающееся напряжение на ограничителе при грозовых перенапряжениях должно быть не выше допустимого при грозовых перенапряжениях и нормируемых расстояний до защищаемого электрооборудования $U_{ост.г} \leq U_{доп.г}$, которое определяется через испытательное напряжение $U_{игп} = 80 \text{ кВ}$ (ГОСТ 1516.3-96) грозовым полным импульсом защищаемого оборудования» [4]:

$$U_{доп.г} = (0,9 \div 0,95) \cdot U_{игп}, \quad (25)$$

$$U_{доп.г} = 0,95 \cdot 80 = 76 \text{ кВ}.$$

Результаты выбора ОПН 10 кВ сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Выбор ОПН 10 кВ

«Параметр	Каталожные данные ОПН	Расчетные данные	Условия выбора
Наибольшее длительно допустимое напряжение	$U_{нро} = 12 \text{ кВ}$	$U_{нрс} = 10 \text{ кВ}$	$U_{нро} \geq \frac{U_{нр}}{k_{во}}$ 12 кВ > 10 кВ» [2]

Продолжение таблицы 16

«Параметр	Каталожные данные ОПН	Расчетные данные	Условия выбора
Условие взрывобезопасности	$I_{вб} = 20 \text{ кА}$	$I_{кз} = 13,667 \text{ кА}$	$I_{вб} \geq (1,1 \div 1,2)I_{кз}$ $20 \text{ кА} > 16,412 \text{ кА}$
Класс энергоемкости	$W_{уд} = 2,8 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} = 2,5 \text{ кДж/кВ}$	$W_{уд} \geq 2,5 \text{ кДж/кВ}$ $2,8 \text{ кДж/кВ} > 2,5 \text{ кДж/кВ}$
Номинальное напряжение	$U_{но} = 15 \text{ кВ}$	$k_{во} = 1,2$	$U_{но} \geq k_{во} \cdot U_{про}$ $15 \text{ кВ} > 14,4 \text{ кВ}$ » [2]
Защитный коммутационный уровень	$U_{ост.к} = 30,75 \text{ кВ}$	$U_{доп.к} = 52,32 \text{ кВ}$	$U_{ост.к} \leq U_{доп.к}$ $30,75 \text{ кВ} < 52,32 \text{ кВ}$
«Защитный грозовой уровень	$U_{ост.г} = 42 \text{ кВ}$	$U_{доп.г} = 76 \text{ кВ}$	$U_{ост.г} \leq U_{доп.г}$ $42 \text{ кВ} < 76 \text{ кВ}$ » [2]

3.11 Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ

«Измерительные трансформаторы напряжения (ИТН) выбирают по номинальному напряжению первичных обмоток U_n , классу точности, номинальной мощности вторичной обмотки $S_{2н}$ и схеме соединений» [10].

Результаты выбора ИТН приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ

«Расчетные величины	Каталожные банные ИТН	Условия выбора
$U_{уст.} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_n$
-	0,2/0,2/3Р	В зависимости от назначения» [10]
S_2	$S_{2н}$	$S_2 < S_{2н}$

3.12 Выбор ошиновки устанавливаемых разъединителей в ячейке АТ-1 (№ 11) ОРУ 110 кВ

«Ошиновка в пределах открытых распределительных устройств всех

напряжений по экономической плотности тока не выбираются (ПУЭ, п. 1.3.28), поэтому принимаем сечение по току реконструируемой ячейки при максимальной нагрузке $I_{\text{нагр.мах}} = 576 \text{ А}$.

$I_{\text{нагр.мах}}$ - максимальный рабочий ток реконструируемой ячейки.

Принимаем к установке провод АС-400/51 (2 провода в фазе): $I_{\text{доп.}} = 1650 \text{ А}$; $d = 27,5 \text{ мм}$, фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами 200 см.

Проверка сечения по допустимому току» [13]:

$$I_{\text{нагр.мах}} \leq I_{\text{доп.}}; \quad (26)$$

$$576 \text{ А} < 1650 \text{ А}.$$

Допустимые токовые нагрузки с учетом температуры наружного воздуха приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Допустимые токовые нагрузки с учетом температуры наружного воздуха

«Темп. воздуха, °С» [1]	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
«Длит. доп. ток, А	2932	2834	2732	2628	2522	2412	2298	2180	2056	1926	1786	1638	1476
Аварийно доп. ток, А	3230	3142	3052	2962	2870	2774	2678	2578	2476	2370	2262	2148	2028 » [13]

Согласно банной таблицы 18 (составлена на основании Приложения 3 СТО 56947007-24.240.55.143-2013 с изменениями от 07.09.2017) выбираемая ошиновка соответствует допустимым токовым нагрузкам существующего оборудования с учетом температуры воздуха (от -20°C до +40°C).

«Проверка на термическое действие тока КЗ: проверка не производится, так как ошиновка ячеек выполнена голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ: согласно ПУЭ (7 изд.), п.1.4.2, проверка не производится, так как $i_{уд.} < 50$ кА.

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность» [11]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (27)$$

где $r_0 = \frac{d}{2} = \frac{27,5}{2} = 13,8$ мм;

« $m = 0,82$ - коэффициент, учитывающий шероховатости поверхности провода» [15].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,38}} \right) = 31,167 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Определяем значение напряженности вдоль поверхности сталеалюминиевого провода по выражению:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}}, \quad (28)$$

где « U - линейное напряжение,

D - расстояние между соседними фазами» [15],

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 110}{1,38 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{1,38}} = 22,656 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Для прохождения проверки должно выполняться следующее условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (29)$$

$$1,07 \cdot 22,656 \leq 0,9 \cdot 31,167;$$

$$24,242 \text{ кВ/см} \leq 28,05 \text{ кВ/см.}$$

Провод 2×АС-400/51 проходит по условиям короны.

Ошиновку устанавливаемых разъединителей в ячейке АТ-1 (№ 11) ОРУ 110 кВ принимаем проводом 2×АС-400/51.

3.13 Выбор ошиновки устанавливаемых разъединителей в ячейках № 4,5,6,7,12,13 ОРУ 110 кВ

«Ошиновка в пределах открытых распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не выбираются (ПУЭ, п. 1.3.28), поэтому принимаем сечение по току реконструируемых ячеек при максимальной нагрузке $I_{\text{нагр.мах}} = 193 \text{ А}$.

$I_{\text{нагр.мах}}$ - максимальный рабочий ток среди реконструируемых ячеек.

Принимаем к установке провод АС-300/39: $I_{\text{доп.}} = 710 \text{ А}$; $d = 24 \text{ мм}$, фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами 200 см.

Проверка сечения по допустимому току» [11]:

$$I_{\text{нагр.мах}} \leq I_{\text{доп.}}; \quad (30)$$

$$193 \text{ А} < 710 \text{ А.}$$

Допустимые токовые нагрузки с учетом температуры наружного воздуха приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Допустимые токовые нагрузки с учетом температуры наружного воздуха

«Темп. воздуха, °С» [1]	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
«Длит. доп. ток, А	1220	1179	1137	1094	1050	1004	957	908	857	803	745	684	616
Аварийно доп. ток, А	1342	1305	1268	1231	1193	1153	1113	1072	1030	986	941	894	844» [13]

Согласно баннам таблицы 19 (составлена на основании Приложения 3 СТО 56947007-24.240.55.143-2013 с изменениями от 07.09.2017) выбираемая ошиновка соответствует допустимым токовым нагрузкам существующего оборудования с учетом температуры воздуха (от -20°С до +40 °С).

«Проверка на термическое действие тока КЗ: проверка не производится, так как ошиновка ячеек выполнена голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ: согласно ПУЭ (7 изд.), п.1.4.2, проверка не производится, так как $i_{уд.} < 50$ кА.

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность» [11]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (31)$$

где $r_0 = \frac{d}{2} = \frac{24}{2} = 12$ мм = 1,2 см;

« $m = 0,82$ - коэффициент, учитывающий шероховатости поверхности провода» [15].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Определяем значение напряженности вдоль поверхности сталеалюминиевого провода по выражению:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}}, \quad (32)$$

где «U - линейное напряжение,

D - расстояние между соседними фазами» [15],

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{1,2}} = 22,064 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Для прохождения проверки должно выполняться следующее условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (33)$$

$$1,07 \cdot 22,064 \leq 0,9 \cdot 31,628;$$

$$23,608 \text{ кВ/см} \leq 28,465 \text{ кВ/см}.$$

Провод АС-300/39 проходит по условиям короны.

Ошиновку устанавливаемых разъединителей в ячейках № 4,5,6,7,12,13 ОРУ 110 кВ принимаем проводом АС-300/39.

3.14 Выбор ошиновки устанавливаемых разъединителей в ячейках № 2,3 ОРУ 110 кВ

«Ошиновка в пределах открытых распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не выбираются (ПУЭ, п. 1.3.28), поэтому принимаем сечение по току реконструируемых ячеек при максимальной нагрузке $I_{\text{нагр.макс}} = 136 \text{ А}$.

$I_{\text{нагр.маx}}$ - максимальный рабочий ток среди реконструируемых ячеек.

Принимаем к установке провод АС-150/24: $I_{\text{доп.}} = 450 \text{ А}$; $d = 17,1 \text{ мм}$, фазы расположены горизонтально, расстояние между фазами 200 см.

Проверка сечения по допустимому току» [11]:

$$I_{\text{нагр.маx}} \leq I_{\text{доп.}}; \quad (34)$$
$$136 \text{ А} < 450 \text{ А}.$$

Допустимые токовые нагрузки с учетом температуры наружного воздуха приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Допустимые токовые нагрузки с учетом температуры наружного воздуха

Темп. воздуха, °С	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
Длит. доп. ток, А	751	726	701	675	648	613	586	557	527	496	462	425	386
Аварийно доп. ток, А	824	802	780	757	733	701	678	654	630	605	578	551	521

Согласно данным таблицы 20 (составлена на основании Приложения 3 СТО 56947007-24.240.55.143-2013 с изменениями от 07.09.2017) выбираемая ошиновка соответствует допустимым токовым нагрузкам существующего оборудования с учетом температуры воздуха (от -20°С до +40 °С).

«Проверка на термическое действие тока КЗ: проверка не производится, так как ошиновка ячеек выполнена голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка на электродинамическое действие тока КЗ: согласно ПУЭ (7 изб.), п.1.4.2, проверка не производится, так как $i_{\text{уд.}} < 50 \text{ кА}$.

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность» [15]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (35)$$

где $r_0 = \frac{d}{2} = \frac{17,1}{2} = 8,55 \text{ мм} = 0,855 \text{ см};$

« $m = 0,82$ - коэффициент, учитывающий шероховатости поверхности провода» [15].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 32,88 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Определяем значение напряженности вдоль поверхности сталеалюминиевого провода по выражению:

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}}, \quad (36)$$

где « U - линейное напряжение,

D - расстояние между соседними фазами» [15],

$$E_0 = \frac{0,354 \cdot 110}{0,855 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,855}} = 20,748 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Для прохождения проверки должно выполняться следующее условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (37)$$

$$1,07 \cdot 20,748 \leq 0,9 \cdot 32,88;$$

$$22,2 \text{ кВ/см} \leq 29,592 \text{ кВ/см}.$$

Провод АС-150/24 проходит по условиям короны.

Ошиновку устанавливаемых разъединителей в ячейках № 2,3 ОРУ 110 кВ принимаем проводом АС-150/24.

Выводы по разделу.

Для проверки вновь устанавливаемого оборудования были определены значения трехфазного тока короткого замыкания на сторонах 220, 110 и 10 кВ и значения однофазного КЗ на сторонах 220 и 110 кВ.

Для последующей проверки на динамическую стойкость были определены значения ударного тока короткого замыкания на сторонах 220 и 110 кВ, периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ на сторонах 220 и 110 кВ. Для проверки на термическую стойкость выбираемых аппаратов были определены значения теплового импульса и максимальные значения рабочих токов для выбора аппаратов и проводников по длительно допустимому току.

Все вновь выбранные аппараты, перечисленные ранее, прошли необходимые проверки, результаты которых были занесены в итоговые таблицы.

Ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами, была выбрана по длительно допустимому току и проверена по условиям короны.

4 Собственные нужды и система постоянного оперативного тока подстанции

4.1 Собственные нужды подстанции

«Трансформаторы собственных нужд на ПС 220 кВ Кузнецк установлены рядом со зданием ОПУ и в КТП и подключены к ЗРУ 10 кВ (яч. № 109 ТСН-1, № 104 ТСН-2), КТП-10/0,4 (400) (ТСН-3) и КТП-10/0,4 (250) (ТСН-4).

Нагрузка основных потребителей СН состоит из обогрева, освещения, питания приводов и обогрева шкафов элементов ОРУ 110 и 220 кВ, ЗРУ 10 кВ и СБРУ 10 кВ, отопления, вентиляции и кондиционирования помещений зданий ПС. Данная нагрузка получает питание от щита собственных нужд (ЩСН) 0,4 кВ, который установлен в здании ОПУ» [12]. Основные параметры трансформаторов СН приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Основные параметры трансформаторов СН

Мощность трансформатора, кВА	Группа соединений	Номинальное напряжение, кВ		Потери, Вт		U _{кз} , %	Масса, кг
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
400	У/У _н -0	10	0,4	1030	8835	4,68	1500
100	У/У _н -0	10	0,4	280	1900	4,28	540

«Регулировка напряжения осуществляется без возбуждения при полностью отключенном трансформаторе. Ступени регулировки трансформаторов $\pm 2 \times 2,5\%$ ».

ЩСН включает в себя несущую конструкцию и установленные на ней электрические аппараты различного назначения. Аппараты коммутации и защиты размещены внутри шкафов, а измерительные приборы на их дверях» [22].

«Секции шин ЩСН на ПС 220 кВ Кузнецк секционированы

автоматическим выключателем. Секции ЩСН работают раздельно и связывают между собой в аварийном или ремонтном режимах четыре основных источника питания. При этом секционный автоматический выключатель находится в отключенном состоянии, а работа АВР предполагает действие на включение нормально отключенного секционного АВ.

Нагрузка, необходимая для питания и обогрева приводов и обогрева шкафов выключателя и разъединителя, устанавливаемых на ОРУ 220 кВ, предусматривается от существующего автоматического выключателя, расположенного на панели № 16 1 секции ЩСН («Обогрев приводов 220 кВ»), и автоматического выключателя, устанавливаемого в свободное место 2 секции ЩСН» [16].

Потребляемая мощность составит 3,5 кВт.

Дополнительная нагрузка, необходимая для питания и обогрева приводов и обогрева шкафов разъединителей, устанавливаемых на ОРУ 110 кВ, предусматривается от автоматических выключателей, устанавливаемых в свободное место 1 и 2 секции ЩСН. Мощность, потребляемая дополнительной нагрузкой, составит 19,5 кВт.

Проверка на селективность и чувствительность автоматических выключателей, к которым будет подключаться проектируемое оборудование, а также проверка на не возгорание подключаемых к ним силовых кабелей выполняется после определения производителей оборудования на конкурсной основе [21].

4.2 Система постоянного оперативного тока подстанции

«В состав СОПТ входит следующее оборудование:

- одна аккумуляторная батарея;
- два зарядно-подзарядных устройства, работающих в режиме постоянного подзаряда;
- один щит постоянного тока (ЩПТ).

Дополнительно в ЩПТ установлен блок аварийного освещения, подключённый к шине верхнего уровня распределения постоянного тока.

Щит постоянного тока запитан от аккумуляторной батареи, используется для создания постоянного оперативного тока ПС.

Аккумуляторная батарея 220 В малообслуживаемая, закрытого исполнения, подключена к ЩПТ через автоматический выключатель. АБ работает совместно с зарядно-подзарядными устройствами (ЗПУ) в режиме постоянного подзаряда» [16].

Реконструкция СОПТ в данной работе не рассматривается.

Выводы по разделу.

На подстанции Кузнецк установлены 4 трансформатора собственных нужд.

Расчетное значение активной мощности, необходимой для обеспечения питания и подогрева приводов и подогрева шкафов высоковольтного выключателя и разъединителя, размещаемых в ОРУ 220 кВ составляет 3,5 кВт. Значение дополнительной нагрузки, требуемой для питания и подогрева приводов и подогрева шкафов разъединителей, устанавливаемых на ОРУ 110 кВ, составляет 19,5 кВт.

Увеличение мощности потребления собственных нужд не приводит к перегрузке установленных ТСН и не вызывает необходимости их замены.

На подстанции используется система постоянного оперативного тока с малообслуживаемой батареей, не требующей в настоящее время замены.

Заключение

Целью бакалаврской работы является обеспечение надежного электроснабжения потребителей, получающих электрическую энергию от подстанции Кузнецк.

«Были проведены расчеты электрических режимов для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на этапах 2024 и 2029 гг.

По результатам расчетов проведена проверка допустимости режимов работы прилегающей к ПС 220 кВ Кузнецк сети» [16].

Максимальный рабочий ток по проектируемому оборудованию ПС 220 кВ Кузнецк составил:

- АТ-1 сторона 220 кВ - 298 А.

Анализ рассчитанных режимов показал следующее:

- токовая загрузка оборудования находится в области допустимых значений;
- напряжение не снижается ниже допустимого уровня;
- компенсации реактивной мощности не требуется;
- замены сетевого оборудования не требуется.

Отсутствует необходимость ввода новых устройств противоаварийной автоматики на ПС 220 кВ Кузнецк и на прилегающих объектах.

В результате производимой реконструкции схема распределительного устройства 220 кВ меняется на схему «Блок линия – силовой трансформатор с высоковольтным выключателем», а схема распределительного устройства 110 кВ меняется на схему с двумя рабочими системами шин и одной обходной.

В ОРУ 220 кВ предполагается установка нового элегазового выключателя со встроенными трансформаторами тока, трехполюсного разъединителя, замена устаревших разрядников на нелинейные ограничители перенапряжений.

В ОРУ 110 кВ предполагается установка новых трехполюсных и однополюсных разъединителей с одним и двумя заземляющими ножами и шинных опор. В РУ 10 кВ предполагается установка новых ОПН.

Применение данной компоновки на ОРУ 220 кВ и 110 кВ позволяет произвести возможное дальнейшее расширение до более сложных схем.

Для проверки вновь устанавливаемого оборудования были определены значения трехфазного тока короткого замыкания на сторонах 220, 110 и 10 кВ и значения однофазного КЗ на сторонах 220 и 110 кВ.

Для последующей проверки на динамическую стойкость были определены значения ударного тока короткого замыкания на сторонах 220 и 110 кВ, периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ на сторонах 220 и 110 кВ. Для проверки на термическую стойкость выбираемых аппаратов были определены значения теплового импульса и максимальные значения рабочих токов для выбора аппаратов и проводников по длительно допустимому току.

Все вновь выбранные аппараты, перечисленные ранее, прошли необходимые проверки, результаты которых были занесены в итоговые таблицы. Ошиновка, выполненная сталеалюминиевыми проводами, была выбрана по длительно допустимому току и проверена по условиям короны.

На подстанции Кузнецк установлены 4 трансформатора собственных нужд. Расчетное значение активной мощности, необходимой для обеспечения питания и подогрева приводов и подогрева шкафов высоковольтного выключателя и разъединителя, размещаемых в ОРУ 220 кВ составляет 3,5 кВт. Значение дополнительной нагрузки, требуемой для питания и подогрева приводов и подогрева шкафов разъединителей, устанавливаемых на ОРУ 110 кВ, составляет 19,5 кВт.

Увеличение мощности потребления собственных нужд не приводит к перегрузке установленных ТСН и не вызывает необходимости их замены.

На подстанции используется система постоянного оперативного тока с малообслуживаемой батареей, не требующей в настоящее время замены.

Список используемой литературы

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 15.12.2023).
4. ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200011565> (дата обращения 17.03.2023).
5. ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200018003> (дата обращения 25.12.2023).
6. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 27.12.2023).
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
8. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.

9. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 09.12.2023).

10. ПНСТ 283-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161312> (дата обращения 26.12.2023).

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 25.12.2023).

12. РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036168> (дата обращения 25.12.2023).

13. СТО 56947007-29.240.55.143-2013 Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий (с Изменениями от 07.09.2017) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200097617> (дата обращения 17.03.2024).

14. СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200094403> (дата обращения 25.12.2023).

15. 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 25.12.2023).

16. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/898914295> (дата обращения 25.12.2023).

17. Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России.

[Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (дата обращения: 27.12.2023).

18. Техническая информация о ПС 220 кВ Кузнецк [Электронный ресурс]: URL: https://energybase.ru/substation/PS_220_kV_Kuzneck (дата обращения 17.03.2024)

19. Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс]: учебное пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2014. 447 с. URL: <http://www.iprbookshop.ru/34715.html> (дата обращения: 23.12.2023).

20. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Жданов В.Г. Организация и управление деятельностью электросетевых предприятий: учебное пособие. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 144 с.

21. Циркуляр Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041454> (дата обращения 25.12.2023).

22. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 21.12.2023).