

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)

Цифровые технологии в электроэнергетике
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация систем релейной защиты и собственных нужд ПС 220 кВ

Обучающийся

И.И. Антясов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

Аннотация

В бакалаврской работе были приведены краткие сведения о подстанции 220 кВ Ирень, а также сведения о планируемой замене электрооборудования 110 кВ БСК.

Произведён расчёт токов короткого замыкания и выполнена проверка высоковольтных выключателей на подстанции, которая показала, что существующие выключатели соответствуют текущим значениям токов КЗ. Определены требования для вновь устанавливаемого высоковольтного выключателя.

Определён состав применяемых релейных защит. Выбраны кабели как для передачи токовых, так и дискретных сигналов произведен расчет уставок и коэффициентов чувствительности для всех устанавливаемых защит. Определены категории надежности потребителей собственных нужд подстанции. Выбраны типы и сечения кабелей, применяемые в системе собственных нужд. Кабели были выбраны по току нагрузки, проверены по падению напряжения, а также на отключение защитного аппарата при однофазном КЗ. Произведенный расчёт мощности собственных нужд показал, что увеличение мощности существующих трансформаторов собственных нужд не требуется.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёма 69 страниц, содержит 8 таблиц и 4 рисунка. Список используемых источников содержит 28 наименований, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

The bachelor's thesis provided brief information about the 220 kV Iren substation, as well as information about the planned replacement of electrical equipment at the 110 kV BSK.

Short circuit currents were calculated and high-voltage switches at the substation were checked, which showed that the existing switches correspond to the current values of short-circuit currents. The requirements for a newly installed high-voltage circuit breaker have been determined.

The composition of the applied relay protections has been determined. Cables have been selected for transmitting current and discrete signals; settings and sensitivity coefficients have been calculated for all installed protections. Categories of reliability of consumers of the substation's own needs have been determined. The types and cross-sections of cables used in the auxiliary system have been selected. The cables were selected based on load current, tested for voltage drop, and also for tripping the protective device during a single-phase short circuit. The calculation of the power of auxiliary needs showed that increasing the power of existing transformers for auxiliary needs is not required.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 69 pages, contains 8 tables and 4 figures. The list of sources used contains 28 titles, including 5 in English. The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	6
1 Расчет токов короткого замыкания и проверка установленных на ПС выключателей	9
2 Модернизация системы релейной защиты	19
2.1 Существующее состояние	19
2.1.1 Защита и автоматика БСК 110 кВ.....	19
2.1.2 ДЗТ АТ- 2.....	19
2.1.3 Индикация положения и управление оборудованием	20
2.1.4 Центральная сигнализация	20
2.2 Предлагаемые решения	20
2.2.1 Защита и автоматика БСК 110 кВ.....	20
2.2.2 ДЗТ	21
2.2.3 Индикация положения и управление оборудованием	22
2.2.4 Центральная сигнализация	22
2.2.5 Измерительные трансформаторы.....	23
2.2.6 Вторичные цепи.....	23
2.3 Расчет уставок защит БСК	24
2.3.1 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты БСК.....	24
2.3.2 Расчет ограниченной (дифференциальной) токовой защиты нулевой последовательности (от КЗ на землю) БСК	30
2.3.3 Токовая защита нулевой последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов БСК.....	32
2.3.4 Токовая защита нулевой последовательности (ненаправленная) на стороне нейтрали БСК.....	34
2.3.5 Максимальная токовая защита (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов БСК	36

2.3.6 УРОВ	39
2.3.7 Защита минимального напряжения шин ЗМН	41
2.3.8 Защита от повышения напряжения шин (автоматика ограничения повышения напряжения) ЗПН/АОПН	42
2.3.9 Автоматика включения и отключения БСК.....	44
2.3.10 Отдельная максимальная токовая защита БСК, имеющей две параллельные ветви в каждой фазе ТТ в средних точках обоих плеч фазы батареи (небалансная дифференциальная токовая защита БСК)..	44
3 Модернизация системы собственных нужд ПС.....	50
3.1 Назначение системы	50
3.2 Структура системы	51
3.2.1 Схема электроснабжения двигателей выключателей и разъединителей	54
3.2.2 Схема электроснабжения обогревателей оборудования ОРУ	54
3.2.3 Схема электроснабжения светильников наружного освещения ...	57
3.3 Проверка основного оборудования ССН.....	57
3.3.1 Выбор автоматических выключателей.....	59
3.3.2 Проверка кабелей на возгорание при КЗ.....	59
3.4 Размещение оборудования и автоматизация.....	62
Заключение	65
Список используемой литературы и используемых источников.....	68

Введение

Подстанция 220 кВ Ирень расположена на территории Пермского края, в г. Кунгур.

Город Кунгур находится в юго-восточной части Пермского края, в районе слияния рек Сытва, Ирень, Шаква и Бабка, в пределах ландшафтной страны Русская равнина, области Высокое Заволжье [10]. «Город Кунгур располагается на востоке Восточно-Европейской равнины и входит в состав денудационной равнины Среднего Предуралья, в которой выделяются Сылвенско-Иренская наклонно-карстовая низина и Уфимский вал» [8].

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» [16].

«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» [13].

«Согласно 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» [13].

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 Ирень 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 ходе реконструкции ПС 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» [21].

В ходе реконструкции подстанции, связанной с частичной заменой основного оборудования и установкой БСК, потребуется реконструкция систем собственных нужд и релейной защиты подстанции.

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

1 Расчет токов короткого замыкания и проверка установленных на ПС 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 Ирень было выявлено отсутствие планируемых вводов в работу новых объектов и реконструкции существующих, которые могли бы оказать влияние на уровень токов КЗ [20]. 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) [15].

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 3ф 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 $T_{р.эке}$ рассчитывается по формуле [5]:

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

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 [11]:

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

где X_i – индуктивное сопротивление i -ой ветви;

R_i – активное сопротивление i -ой ветви;

ω – угловая частота.

В расчетной математической модели не представлены ЛЭП и трансформаторы с односторонним питанием, на которых отсутствуют заземленные нейтралы 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 1.

В таблице 2 представлены постоянные времени затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ на стороне 220 кВ.

Выполним расчет для случая 3-ф КЗ:

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

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

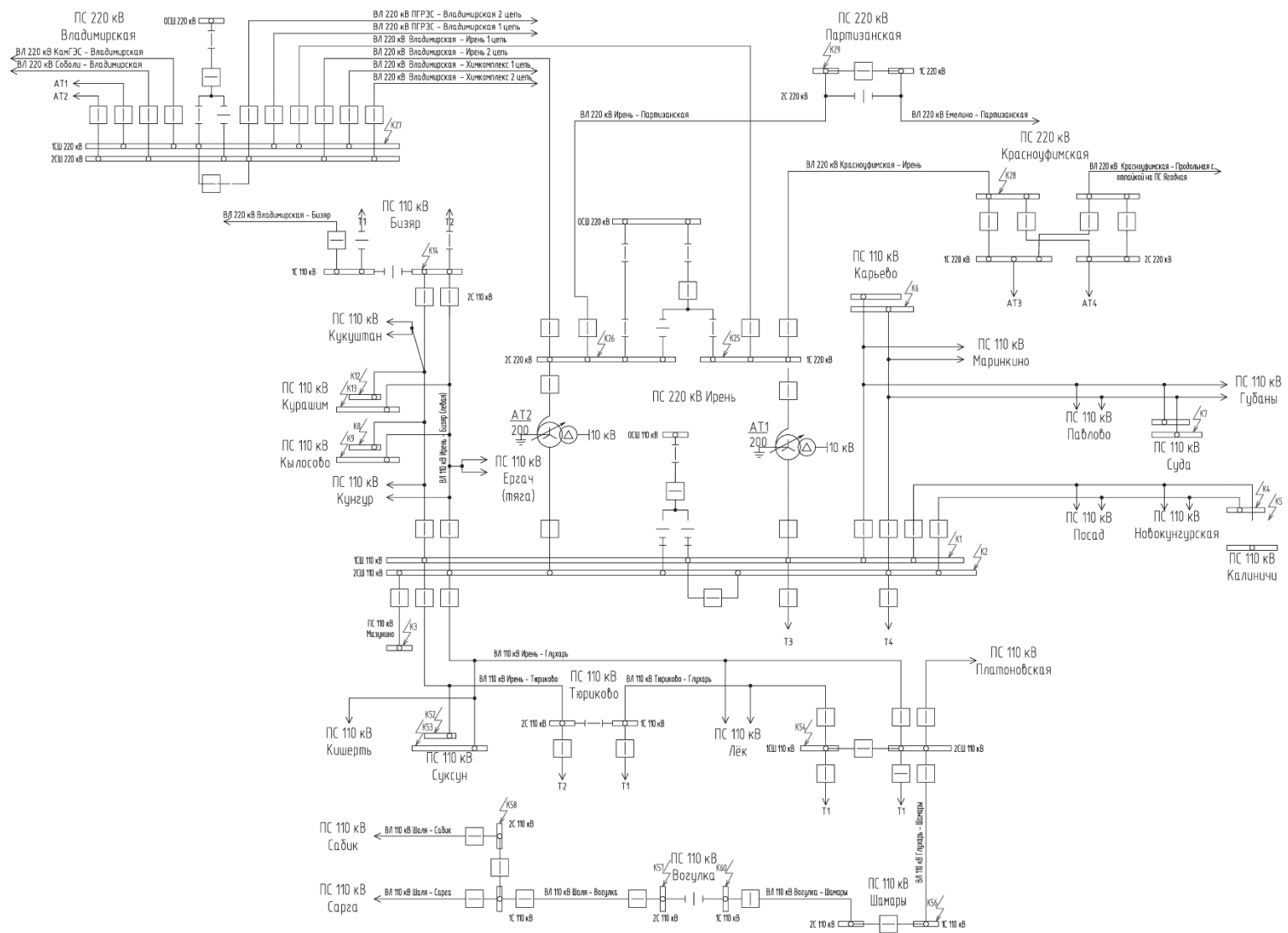


Рисунок 1 – Схема для расчета токов КЗ

Таблица 2 – Постоянные времени 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 – Ирень 1	2745	18	2023	21
ВЛ 220 кВ Владимирская – Ирень 2	2745	18	2023	21
ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень	1288	19	1001	22
ВЛ 220 кВ Ирень – Партизанская	1360	16	1020	18
АТ-1	0	0	763	37
АТ-2	0	0	763	37

Выполним расчет для случая 1-ф КЗ:

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

В таблице 3 представлены постоянные времени затухания свободной апериодической составляющей тока в каждой i -ой ветви, питающей место КЗ на стороне 110 кВ.

Таблица 3 – 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 Ирень – Карьево I цепь	0	0	59	15
ВЛ 110 кВ Ирень – Карьево II цепь	0	0	72	23
ВЛ 110 кВ Ирень – Мазунино	0	0	73	23
ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр (левая) с отпайками	0	0	132	20
ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр (правая) с отпайками	0	0	142	19
ВЛ 110 кВ Ирень – Калиничь I цепь	0	0	102	20
ВЛ 110 кВ Ирень – Калиничь II цепь	0	0	102	20
ВЛ 110 кВ Ирень – Тюриково с отпайкой на ПС Кишерть	0	0	70	22
ВЛ 110 кВ Ирень – 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:

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

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

Выполним расчет для случая 1-ф КЗ:

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

Для выключателей на термическую стойкость при КЗ вычисляется интеграл Джоуля [3]:

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

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 [11]:

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

Результаты расчетов тока КЗ и проверки выключателей приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - 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 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВМ 110 кВ ВЛ Калинички 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 5 - 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_{p3}, c	$t_{отк}, c$	$В_k, кА^2c$	$I_T I_{Tt}, кА^2c$	$I_T I_{Tt} > В_k$
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 5

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	-

Выводы по разделу.

Результаты проверки показали, что существующие выключатели на ПС 220 кВ Ирень 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» [2].

2 Модернизация системы релейной защиты

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

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

2.1 Существующее состояние

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.

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.

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.

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».

2.2 Предлагаемые решения

2.2.1 Защита и автоматика БСК 110 кВ

В работе предусматриваются установка шкафа защит и автоматики типа ШЭТ 431.02-0 [28]. 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 [27].

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.

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 [12]. 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.

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.

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.

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.

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» [23].

2.3 Расчет уставок защит БСК

2.3.1 Расчет уставок продольной дифференциальной токовой защиты БСК

«Дифференциальная защита БСК должна реагировать на токи основной гармоники, то есть в устройстве микропроцессорной защиты необходимо выполнение фильтрации токов высших гармоник.

Функция дифференциальной токовой защиты БСК, как правило, включает два основных принципиальных алгоритма действия:

- характеристика действия защиты с токовым торможением, представляющая собой чувствительный орган защиты с током срабатывания, величина которого увеличивается пропорционально (в общем случае) тормозному току защиты, и уставкой начального тока срабатывания ниже номинального тока БСК (при отсутствии торможения на начальном заданном участке характеристики);
- характеристика быстрого действия защиты при повреждениях с низким сопротивлением в защищаемой зоне, представляющая собой грубый орган защиты с высоким порогом тока срабатывания (дифференциальная отсечка), который не ограничивается имеющимися тормозными характеристиками защиты и, вследствие этого, должен превышать 25 максимально возможный дифференциальный ток небаланса дифзащиты при сквозных (внешних) токах БСК.

Принцип действия дифзащиты основан на измерении и сравнении токов сторон (далее, высоковольтные вводы и заземляемые нейтрали) БСК, отдельно для каждой фазы.

Дифференциальный (рабочий) ток дифзащиты, как правило, представляет собой модуль геометрической (векторной) суммы измеряемых

токов сторон БСК. При этом предполагается, что токи, втекающие в защищаемую зону, имеют одинаковый «положительный» знак, и наоборот.

Тормозной ток (препятствующий действию рабочего тока) дифзащиты представляет собой полную (или пропорционально уменьшенную) сумму модулей измеряемых токов сторон БСК, если рассматриваются сквозные токи оборудования (в данном случае – БСК), в режиме которых производится отстройка срабатывания дифзащиты.

С учетом отстройки срабатывания дифзащиты от сквозного тока при включении (или при восстановлении напряжения после отключения КЗ) БСК с помощью токового торможения, рекомендуется следующая уставка минимального тока срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты, обеспечивающая отстройку от тока небаланса реле в нормальном (нагрузочном) режиме работы БСК, вызванного погрешностью измерения ТТ и терминала защиты.

Начальный ток срабатывания основной характеристики дифзащиты БСК» [17]:

$$I_{до} = (0,2 \div 0,3) \cdot I_{ном}, \quad (7)$$

где $I_{ном} = 301,5$ А – номинальный ток стороны защищаемого объекта.

$$I_{до} = (0,2 \div 0,3) \cdot 301,5 = 60,3 \text{ А} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Принимаем: $I_{ср дзт} = 0,2 (I_{до} / I_{ном})$

«Коэффициент торможения дифзащиты БСК (определение наклона характеристики срабатывания):

В общем случае коэффициент торможения K_T определяется по выражению» [14]:

$$K_T = \frac{\Delta I_{диф}}{K \cdot \Delta I_{ТОРМ}} = tg \alpha, \quad (8)$$

где $\Delta I_{\text{диф}}$ - «приращение относительного дифференциального тока;

$\Delta I_{\text{ТОРМ}}$ – приращение относительного тормозного тока (арифметическая сумма токов всех плеч дифзащиты);

α – угол наклона характеристики торможения;

K – специальный коэффициент, определяемый функциональными параметрами реле, который учитывает относительную величину части тока используемой для торможения. Например, при использовании полной суммы токов сторон дифзащиты – $K = 1$; при использовании полусуммы токов сторон – $K = 0,5$ » [14].

«Для выбора K_T в качестве расчетного, принимается режим, при котором коэффициент является максимальным» [17]:

$$K_T = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} - I_{\text{СЗ.МИН.П}}}{K \cdot \Sigma I_{\text{ТОРМ.РАСЧ.П}} - I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П}}}, \quad (9)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{НБ.РАСЧ.П}}$ – максимальный расчетный первичный ток небаланса» [17].

«Ток небаланса определяется для величины максимального сквозного тока» [17]:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{ВЫР}} \cdot I_{\text{МАКС.ВН}}, \quad (10)$$

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.П}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 2762 = 690 \text{ А.}$$

«Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима:

$$I_{\text{ТОРМ.РАСЧ.П}} = I_{\text{МАКС.ВН}} + (1 - \varepsilon - \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{МАКС.ВН}}, \quad (11)$$

где $I_{\text{МАКС.ВН}} = I_{\text{ВКЛ.БСК}}$ – максимальный сквозной ток дифзащиты (ток включения БСК);

$K_{ПЕР} = 1,5-2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме включения БСК (учитывающий апериодическую составляющую);

$K_{ОДН} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\Delta f_{ВЫР} = 0,05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и АЦП терминала;

$\varepsilon = 0,1$ - относительное значение полной погрешности ТТ» [17].

$$I_{ТОРМ.РАСЧ.П} = (2 - 0,1 - 0,05) \cdot 2762 = 5110 \text{ А.}$$

«При подаче напряжения на батарею возникает ток включения, зависящий от емкости батареи и сопротивления сети. Ток батареи в переходном режиме включения (амплитудное значение) может быть определен по формуле» [17]:

$$I_{ВКЛ.БСК} = \sqrt{2} \cdot I_{НОМ.БСК} \left(K_U + \sqrt{\frac{W_{КЗ}}{Q_{Н.БСК}}} \right), \quad (12)$$

где $I_{НОМ.БСК} = \frac{\omega \cdot C_{\phi} \cdot U_{НОМ} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}}$ - «номинальный ток БСК, кА;

C_{ϕ} – емкость фазы БСК, мкФ;

$W_{КЗ} = \frac{E_C^2}{X_C + X_P}$ – трехфазная мощность КЗ на шинах, в месте

установки БСК (МВА);

E_C – среднее междуфазное рабочее напряжение (ЭДС) питающей энергосистемы, кВ;

X_C – эквивалентное реактивное сопротивление питающей энергосистемы в максимальном режиме, Ом;

X_P – реактивное сопротивление токоограничивающего реактора, установленного в фазе БСК, Ом;

$Q_{Н.БСК} = 55,7$ МВар – номинальная мощность БСК;

$K_U = 1$ – коэффициент загрузки конденсаторов по напряжению» [17].

$$I_{НОМ.БСК} = \frac{314 \cdot 15,12 \cdot 110 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 301,5 \text{ А},$$

$$W_{КЗ} = \frac{115^2}{7,56 + 1} = 1545 \text{ МВА},$$

$$I_{ВКЛ.БСК} = \sqrt{2} \cdot 301,5 \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{1545}{55,7}} \right) = 2672 \text{ А}.$$

«При наличии на ПС нескольких БСК, необходимо учитывать взаимное влияние конденсаторных батарей, предварительно подключенных к шинам» [17].

$$K_T = \frac{1,5 \cdot \frac{690}{301,5} - 0,2}{0,5 \cdot \frac{5110}{301,5} - 0,6} = \frac{3,43 - 0,2}{7,87 - 0,6} = 0,44 \text{ о.е.}$$

Принимаем: уставку K_T ДЗТ = 0,44.

В соответствии с рекомендациями, $I_{Т0} = I_{ТОРМ.НАЧ.} = 0,6 \text{ о.е.}$

Принимается уставка $I_{Т0}$ ДЗТ = 0,6 о.е.

«Уставка по току торможения блокировки ($I_{Т.БЛ}$) ДТЗ определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки. Наибольшее значение сквозной ток нагрузки БСК ($I_{СКВ.Н.}$) достигнет при вероятных перенапряжениях в питающей сети ВН. В соответствии с этим, уставка может приниматься равной» [17]:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot I_{СКВ.Н.}, \quad (13)$$

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

$I_{СКВ} = (1,35 \div 1,5) \cdot I_{НОМ}$ – максимальный (сквозной) ток нагрузки БСК» [17];

$I_{НОМ}$ – номинальный ток БСК.

$$I_{Т.БЛ} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 301,5 = 543 \text{ А.}$$

Принимаем уставку $I_{Т.БЛ} \text{ дЗТ} = 1,8 \text{ о.е.}$

«Как правило, кроме уставки $I_{СР} \text{ дЗТ}$, для дифференциального тока повреждения БСК вводится дополнительная пороговая величина $I_{ДТО}$ – дифференциальная отсечка. Если эта пороговая величина тока повреждения превышает, то происходит срабатывание защиты на отключение вне зависимости от величины тока торможения, или других условий дополнительного торможения.

Пороговую величину срабатывания дифференциальной токовой отсечки рекомендуется принимать равной величине максимального сквозного тока БСК (с учетом максимально возможной степени насыщения ТТ на одной из сторон БСК)» [17]:

$$I_{ДТО} \geq I_{МАКС.ВН} = I_{ВКЛ.БСК} = 2672 \text{ А.}$$

Принимаем уставки дифференциальной отсечки 8,87 о.е. (2674 А).

«Проверка чувствительности дифзащиты БСК.

Коэффициент чувствительности ($K_{ч}$) дифференциальной защиты БСК определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах ВН и нейтрали защищаемой БСК в следующем порядке: Определяется величина тока торможения ($I_{Т}$), соответствующая минимальному дифференциальному току при металлическом КЗ в зоне действия дифзащиты вблизи заземленной нейтрали БСК ($I_{Д.МИН}$), который в режиме номинальной нагрузки БСК упрощенно может быть принят равным номинальному току БСК: ($I_{Д.МИН} = I_{НОМ.БСК}$). Предполагается, что в рассматриваемом режиме КЗ (металлическое междуфазное или однофазное

замыкание на землю вблизи заземленной нейтрали БСК) измерительный ТТ дифзащиты, установленный в месте повреждения БСК, будет практически полностью шунтирован, и ток протекающий через его первичную обмотку, может быть принят равным нулю» [17].

Для определения $K_{\text{ч}}$ используется следующее выражение:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Д.МИН}}}{I_{\text{СЗ.МИН}}} \geq 2, \quad (14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{301,5}{60,3} = 5 > 2.$$

Условие выполняется.

2.3.2 Расчет ограниченной (дифференциальной) токовой защиты нулевой последовательности (от КЗ на землю) БСК

«Дифференциальную (ограниченную) токовую защиту (ОЗ) нулевой последовательности от замыканий на землю рекомендуется применять в качестве дополнения (второй основной защиты) к продольной (фазной) дифференциальной защите БСК, так как ОЗ по сравнению с продольной дифзащитой обладает повышенной чувствительностью при КЗ на землю вблизи заземленной нейтрали БСК. Указанная функция может применяться для БСК, имеющих глухозаземленную нейтраль с установленным в ее цепи отдельным ТТ.

Основной принцип действия ОЗ основан на измерении и сравнении основной гармоники тока, протекающего в нейтрали с основной гармоникой геометрической суммы фазных токов стороны ВН БСК. Условием применения данной защиты является наличие трансформатора тока, установленного в цепи заземления нейтрали БСК и подключаемого к отдельному измерительному входу устройства защиты. Таким образом, защищаемая зона ограничивается: ТТ в нейтрали и фазными ТТ на стороне высоковольтных вводов БСК. При замыкании на землю в защищаемой зоне, в

нейтрали будет протекать ток. В сетях с заземленной нейтралью от энергосистемы будет протекать ток нулевой последовательности, измеряемый как геометрическая сумма токов фаз ТТ на стороне высоковольтных вводов БСК, соединенных по схеме «звезда с нулем». Направление указанных токов в сторону защищаемой зоны, определяется в защите как положительное. При КЗ на землю вне защищаемой зоны, в нейтрали будет протекать ток одинаковый с током $3I_0$ фазных ТТ на стороне высоковольтных вводов. Указанные токи будут находиться в противофазе.

Функция дифференциальной (ограниченной) токовой защиты нулевой последовательности БСК включает следующий принципиальный алгоритм действия:

- характеристика действия защиты с токовым торможением представляющая собой чувствительный орган защиты с током срабатывания, величина которого увеличивается пропорционально (в общем случае) тормозному току защиты, и уставкой начального тока срабатывания ниже номинального тока БСК (при отсутствии торможения на начальном заданном участке характеристики);
- характеристика быстрого действия защиты при повреждениях с низким сопротивлением в защищаемой зоне, представляющая собой грубый орган защиты с высоким порогом тока срабатывания (дифференциальная отсечка), который не ограничивается имеющимися тормозными характеристиками защиты и, вследствие этого, должен превышать максимально возможный дифференциальный ток небаланса дифзащиты при сквозных (внешних) токах БСК» [17].

Уставка по току срабатывания определяется по выражению:

$$I_{до} = 0,15 \cdot I_{ном.БСК}, \quad (15)$$

$$I_{до} = 0,15 \cdot 301,5 = 45,2 \text{ А.}$$

«Уставка по току торможения блокировки ($I_{T.MAX}$) ДТЗ НП определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки БСК. Наибольшее значение сквозной ток нагрузки БСК ($I_{СКВ.Н}$) достигнет при вероятных перенапряжениях в питающей сети. В соответствии с этим, уставка может приниматься равной» [17]:

$$I_{T.MAX} = K_{ОТС} \cdot I_{СКВ.Н}, \quad (16)$$

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

$I_{СКВ.Н} = (1,35 \div 1,5) \cdot I_{НОМ}$ – максимальный (сквозной) ток нагрузки БСК» [17];

$$I_{T.MAX} = 1,2 \cdot 1,4 \cdot 301,5 = 506,5 \text{ А.}$$

Принимаем в дальнейших расчетах 507 А.

2.3.3 Токовая защита нулевой последовательности (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов БСК

«Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ на землю в БСК.

Ток срабатывания ТЗНП на стороне высоковольтных вводов выбирается по условию отстройки от максимального тока в нулевом проводе ТТ при включении БСК под напряжение» [17]:

$$I_{ТЗНП} = 2 \cdot I_{НОМ.БСК}, \quad (17)$$

где « $I_{НОМ.БСК} = 301,5 \text{ А}$ – номинальный ток БСК» [17].

$$I_{ТЗНП} = 2 \cdot 301,5 = 603 \text{ А.}$$

«Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ БСК» [17]:

$$T_{ТЗНП} = 0,3 \div 0,5 \text{ с.}$$

Уставка тока срабатывания 1 ступени ТЗНП: $I_{ТЗНП1} = 603 \text{ А}$.

Уставка 1 ступени ТЗНП по времени действия: $I_{ТЗНП1} = 0,5 \text{ с}$.

«В расчетах уставки по току срабатывания ТЗНП ВН БСК выше, предполагается, что условия выбора уставки ТЗНП ВН (с итоговой величиной $2 \cdot I_{НОМ.БСК}$) обеспечивают надежную степень отстройки от максимальных токов нулевой последовательности, протекающих в защите при включении БСК под напряжение, а также при близких внешних КЗ на землю на шинах или в сети ВН присоединенных смежных линий, когда напряжение в поврежденной фазе (фазах) близко к нулю, а в неповрежденных – близко к номинальному значению, или несколько превышает его с учетом возможных перенапряжений в сети ВН. При этом, также автоматически реализуется согласование по току срабатывания с первыми ступенями защит от КЗ на землю указанных линий. Таким образом, защита может считаться селективной при минимальной выдержке времени ее срабатывания, необходимой для отстройки от кратковременных переходных процессов в сети, а также для обеспечения селективного действия основных защит БСК.

Проверка чувствительности ТЗНП ВН БСК» [17]:

$$K_q = \frac{I_{КЗ}}{I_{СЗ}} > 1,5, \quad (18)$$

где « $I_{КЗ} = 5645 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) утроенный ток нулевой последовательности при КЗ на землю одной фазы на ошиновке ВН БСК;

$I_{СЗ} = 603 \text{ А}$ – ток (первичный) срабатывания защиты» [17].

$$K_q = \frac{5645}{603} = 9,3 > 1,5.$$

«Вторая ступень ТЗНП может быть применена в качестве дополнительной токовой отсечки нулевой последовательности (ТО НП) на стороне высоковольтных вводов БСК, действующей без выдержки времени.

Ток срабатывания дополнительной токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока включения БСК» [17]:

$$\begin{aligned} I_{\text{ТЗНП}} &= (1,3 \div 1,5) \cdot I_{\text{ВКЛ.БСК}}, \\ I_{\text{ТЗНП}} &= 1,3 \cdot 2672 = 3474 \text{ А.} \end{aligned} \quad (19)$$

«Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ТО НП на стороне ВН БСК определяется при металлических КЗ по выражению» [17]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{\text{СЗ}}} > 1,2, \quad (20)$$

где « $I_{\text{КЗ}} = 5645 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) утроенный ток нулевой последовательности при КЗ на землю одной фазы на ошиновке ВН БСК;

$I_{\text{СЗ}} = 3474 \text{ А}$ – ток (первичный) срабатывания защиты» [17].

$$K_{\text{ч}} = \frac{5645}{3474} = 1,62 > 1,2.$$

Принимаем:

Уставка тока срабатывания 2 ступени ТЗНП: $I_{\text{ТЗНП2}} = 3474 \text{ А}$.

Уставка 2 ступени ТЗНП по времени действия: $I_{\text{ТЗНП2}} = 0,1 \text{ с}$.

2.3.4 Токовая защита нулевой последовательности (ненаправленная) на стороне нейтрали БСК

«Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ на землю в БСК.

Функция защиты использует прямое измерение тока в нулевом проводе ТТ на стороне нейтрали БСК или однофазного ТТ, установленного непосредственно в цепи заземления нейтрали БСК, что обеспечивает повышение чувствительности защиты к однофазным КЗ вблизи нейтрали.

Ток срабатывания ТЗНП нейтрали выбирается по условию обеспечения максимальной чувствительности к КЗ на землю на стороне нейтрали БСК, в конце зоны защиты» [17]:

$$I_{\text{ТЗНП.НЕЙТР.}} = 0,65 \cdot I_{\text{НОМ.БСК}}, \quad (21)$$

где $I_{\text{НОМ.БСК}} = 301,5 \text{ А}$ – номинальный ток БСК.

$$I_{\text{ТЗНП.НЕЙТР.}} = 0,65 \cdot 301,5 = 196 \text{ А.}$$

«Время срабатывания защиты должно быть согласовано с временем действия резервных защит смежных присоединений в сети ВН» [17]:

$$T_{\text{ТЗНП.НЕЙТР.}} = T_{\text{СЗ.ЛР}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (22)$$

где « $T_{\text{СЗ.ЛР}}$ – максимальная выдержка времени тех ступеней ТЗНП смежных присоединений в сети ВН БСК, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной функции ТЗНП БСК;

$T_{\text{ЗАП}} = 0,5 \text{ с}$ – время запаса (ступень селективности)» [17].

В связи с тем, что ток в нейтрали БСК зависит только от величины снижения напряжения на шинах 110 кВ при КЗ на землю во внешней сети, для согласования ТЗНП нейтрали БСК не представляется возможным учитывать коэффициент токораспределения для согласования со ступенями ТЗНП отходящих ВЛ 110-220 кВ (который используется при согласовании токовых защит нулевой последовательности).

Согласование ступени ТЗНП нейтрали по току с защитами отходящих ЛЭП с использованием коэффициента согласования ($K_{\text{согл}} = 1,1$) приведет либо к загрузке уставки выше рекомендуемых значений (при согласовании с 2,3,4 ступенями), либо приведет к необоснованному увеличению выдержки времени (при согласовании с последними ступенями).

При этом, целесообразно выполнить согласование выдержки времени ТЗНП нейтрали с выдержками времени ступеней ТЗНП ВЛ, которые обеспечивают надежную защиту в конце защищаемой зоны во всех режимах. Наибольшие выдержки времени имеют «транзитные» ЛЭП: ВЛ 110 кВ Ирень – Тюриково – Глухарь и ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр (не оснащенные быстродействующими защитами), а также ТЗНП стороны 220 кВ АТ (согласованные с ТЗНП ВЛ 220 кВ).

Для ВЛ 110 кВ Ирень – Бизяр надежно защищает ЛЭП во всех режимах работы 4 ступень ТЗНП $I = 450$ А, $T = 2,8$ с.

Для ВЛ 110 кВ Ирень – Тюриково – Глухарь надежно защищает ЛЭП во всех режимах работы 3 ступень ТЗНП $I = 400$ А, $T = 3,0$ с.

Для ТЗНП 220 кВ АТ надежно резервирует защиты ЛЭП 220 кВ во всех режимах работы 2 ступень ТЗНП $I = 640$ А, $T = 4,0$ с.

$$T_{\text{ТЗНП.НЕЙТР.}} = 4,0 + 0,5 = 4,5 \text{ с.}$$

Принимаем:

Уставка тока срабатывания ТЗНП нейтрали: $I_{\text{ТЗНП.НЕЙТР}} = 196$ А.

Уставка ТЗНП нейтрали по времени действия: $T_{\text{ТЗНП.НЕЙТР}} = 4,5$ с.

2.3.5 Максимальная токовая защита (ненаправленная) на стороне высоковольтных вводов БСК

«Защита предназначена для резервирования действия быстродействующих защит при КЗ в БСК и от коротких замыканий между выводами БСК.

Функция защиты использует измерения фазных трансформаторов тока на стороне высоковольтных вводов БСК. Две ступени защиты реагируют на

токи основной гармоники, третья ступень – на действующее значение тока, включающее высшие гармоники.

Ступень МТЗ ВН рекомендуется выполнить в качестве токовой отсечки (ТО). При этом ток срабатывания токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока включения БСК» [17]:

$$I_{\text{ТО(МТЗ)}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{вкл.БСК}}, \quad (23)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{вкл.БСК}} = 2672 \text{ А}$ – ток включения БСК.

$$I_{\text{ТО(МТЗ)}} = 1,5 \cdot 2672 = 4008 \text{ А.}$$

Принимаем:

Ток срабатывания ТО: $I_{\text{ТО(МТЗ)}} = 4008 \text{ А}$.

Задержка на срабатывание ТО: $T_{\text{ТО(МТЗ)}} = 0 \text{ с}$.

Проверка чувствительности токовой отсечки БСК:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз}}} < 1,2, \quad (24)$$

где « $I_{\text{кз.мин}} = 4400 \text{ А}$ – минимальный (по режиму) ток двухфазного короткого замыкания на выводах БСК» [17];

$I_{\text{сз}} = 4008 \text{ А}$ – ток (первичный) срабатывания защиты.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4400}{4008} = 1,1 < 1,2.$$

В минимальном режиме питания (отключены один из двух АТ на ПС Ирень, СВ-110 на ПС 110 Вогулка и ВЛ 220 Владимир – Ирень).

Проверка чувствительности токовой отсечки БСК в нормальном режиме (отключен СВ-110 на ПС 110 Вогулка):

$$K_q = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{C3}} > 1,2, \quad (25)$$

$$K_q = \frac{7334}{4008} = 1,83 > 1,2.$$

В связи с тем, что в нормальном режиме чувствительность токовой отсечки обеспечивается, её целесообразно оставить в работе.

«Ток срабатывания второй ступени МТЗ выбирается по условию отстройки от возможных перегрузок БСК по току в симметричных режимах повышения напряжения в сети ВН» [17]:

$$I_{МТЗ} = 1,8 \cdot I_{НОМ.БСК}, \quad (26)$$

где « $I_{НОМ.БСК} = 301,5$ А – номинальный ток БСК» [17].

$$I_{МТЗ} = 1,8 \cdot 301,5 = 543 \text{ А.}$$

«Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ БСК должна определяться с учетом отстройки от переходного режима включения БСК, предварительное значение может быть принято (с последующим уточнением по результатам измерений при наладочных работах)» [17]:

$$T_{МТЗ} = 1,0 \div 1,5 \text{ с.}$$

Принимаем:

«Ток срабатывания первой ступени МТЗ: $I_{МТЗ} = 543$ А. Задержка на срабатывание первой ступени МТЗ: $T_{МТЗ} = 1,0$ с. Проверка чувствительности МТЗ ВН БСК» [17]:

$$K_q = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{C3}} > 1,2, \quad (27)$$

где « $I_{КЗ.МИН} = 4400$ А – минимальный (по режиму) ток двухфазного короткого замыкания на ошиновке ВН БСК;
 $I_{СЗ} = 543$ А – ток срабатывания защиты» [17].

$$K_{\text{ч}} = \frac{4400}{543} = 8,1 > 1,2$$

«Третья ступень МТЗ на стороне высоковольтных вводов БСК используется в качестве защиты от перегрузки токами высших гармоник. Для реализации данной функции защита должна реагировать на величину полного тока фазы, включающую основную гармонику и высокочастотные гармонические составляющие тока, и действовать с выдержкой времени на отключение при превышении на 130% номинального тока БСК» [17]:

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,3 \cdot I_{\text{НОМ.БСК}}, \quad (28)$$

где $I_{\text{НОМ.БСК}} = 301,5$ А – номинальный ток БСК.

$$I_{\text{МТЗ}} = 1,3 \cdot 301,5 = 392 \text{ А.}$$

«Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ БСК» [17]:

$$T_{\text{МТЗ}} = 1,5 \div 2,0 \text{ с.}$$

Принимаем:

Ток срабатывания второй ступени МТЗ: $I_{\text{МТЗ}} = 392$ А.

Задержка на срабатывание второй ступени МТЗ: $T_{\text{МТЗ}} = 1,5$ с.

2.3.6 УРОВ

«Функция резервирования при отказе выключателя БСК предназначена для отключения смежных с БСК элементов (линия или шины) при

повреждении БСК и отказе в отключении выключателя действием защит» [17].

УРОВ выполняется индивидуальным в составе автоматики управления выключателем БСК с действием на отключение выключателей АТ-2 с запретом АПВ.

«Рекомендуется уставка по току на 10% ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать. Значение тока срабатывания не должно быть задано слишком низким (выше возможного тока небаланса), иначе, в условиях отключения очень высокого тока, переходный процесс во вторичных цепях ТТ может привести к увеличению времени возврата УРОВ.

Рекомендованное значение тока срабатывания находится в диапазоне от 0,05 до 0,10 от $I_{НОМ}$ (номинальный ток) присоединения» [17].

Принимается уставка: 30 А.

«Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Выдержка времени УРОВ выбирается по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением» [17]:

$$T_{СЗ} = T_{ОТКЛ.В} + T_{ВОЗВ.УРОВ} + T_{ЗАП}, \quad (29)$$

где « $T_{ОТКЛ.В}$ – время отключения выключателя. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него;

$T_{ВОЗВ.УРОВ}$ – максимальное время возврата реле тока УРОВ (0,03 сек);

$T_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,15 с» [18].

$$T_{\text{сз}} = 0,06 + 0,03 + 0,1 = 0,19 \approx 0,2 \text{ сек.}$$

«Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя» [17].

2.3.7 Защита минимального напряжения шин ЗМН

«Функция защиты от понижения напряжения реагирует на снижение напряжения на шинах и предназначена для предотвращения повреждения БСК при исчезновении напряжения на шинах и повторной подачи напряжения на шины без предварительного отключения БСК, в этом случае к БСК может быть приложено удвоенное напряжение.

При трехфазном подключении ТН защита при понижении напряжения использует основную гармонику составляющей прямой последовательности, либо как вариант возможно использование наименьшего значения из трех линейных напряжений.

Таким образом, оценивается значение составляющей напряжения прямой последовательности, также может оцениваться наименьшее линейное напряжение. Коэффициент возврата органов защиты от понижения напряжения может быть задан дополнительно.

При подключении только однофазного трансформатора напряжения, функцией используется основная гармоника линейного или фазного напряжения, в зависимости от типа подключения.

Защита от понижения напряжения имеет одну ступень с независимой выдержкой времени.

После снижения напряжения ниже задаваемого значения срабатывания и по истечении выдержки времени выдается сигнал на отключение БСК» [17].

Повторное включение блокируется на заданное время. Повторное включение конденсаторной установки допускается после восстановления напряжения в сети до номинального значения, но не ранее чем через 5 минут после ее отключения.

Пороговая величина срабатывания ЗМН определяется:

$$U_{\text{ЗМН}} \leq (0,8 \div 0,9) \cdot U_{\text{НОМ.С}}, \quad (30)$$

где $U_{\text{НОМ.С}} = 100 \text{ В}$ – номинальное напряжение сети ВН БСК.

$$U_{\text{ЗМН}} \leq (0,8 \div 0,9) \cdot 100 = 80 \text{ В (втор. величина)}.$$

«Выдержка времени на отключение БСК определяется по выражению» [17]:

$$T_{\text{ЗМН}} = T_{\text{СР.СМ.ПР}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (31)$$

где « $T_{\text{СР.СМ.ПР}} = 5,5 \text{ с}$ – максимальная выдержка времени резервных защит смежных присоединений в сети ВН, в зоне действия которых не обеспечивается отстройка (не действие) указанной ступени ЗМН БСК» [17];

$$T_{\text{ЗАП}} = 0,5 \text{ с}.$$

$$T_{\text{ЗМН}} = 5,5 + 0,5 = 6,0 \text{ с}.$$

Принимаем:

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения ЗМН = 80 В.

Задержка на срабатывание ЗМН = 6,0 с.

2.3.8 Защита от повышения напряжения шин (автоматика ограничения повышения напряжения) ЗПН/АОПН

«Функция защиты от повышения напряжения реагирует на повышение напряжения в сети и предназначена как для защиты БСК от перегрузки по

напряжению, так и для предотвращения недопустимых рабочих режимов сети с возможным нарушением устойчивости» [17]. Защита не требуется, если БСК выбрана с учетом максимально возможного значения напряжения цепи, то есть так, что при повышении напряжения к единичному конденсатору не может быть длительно приложено напряжение более 110% номинального.

«При трехфазном подключении ТН защита от повышения напряжения использует основную гармонику составляющей прямой последовательности, либо как вариант возможно использование наибольшее значения из трех линейных напряжений.

При подключении только однофазного трансформатора напряжения, функцией используется основная гармоника линейного или фазного напряжения, в зависимости от типа подключения.

Защита от повышения напряжения имеет одну ступень с независимой выдержкой времени.

Коэффициент возврата органов защиты от повышения напряжения может быть задан дополнительно» [17].

После повышения напряжения выше задаваемого значения срабатывания и по истечении выдержки времени выдается сигнал на отключение БСК. Повторное включение конденсаторной установки допускается после снижения напряжения в сети до номинального значения, но не ранее чем через 5 минут после ее отключения.

Пороговая величина срабатывания ЗПН/АОПН определяется:

$$U_{\text{ЗПН}} \geq 1,1 \cdot U_{\text{НОМ.С}} = 110 \text{ В (втор. величина),}$$

где $U_{\text{НОМ.С}} = 100 \text{ В}$ – номинальное напряжение сети ВН БСК.

Выдержка времени на отключение БСК:

$$T_{\text{ЗПН}} = 3 \div 5 \text{ мин.}$$

Принимаем:

- напряжение срабатывания реле макс. Напряжения ЗПН = 110 В;
- задержка на срабатывание 1 ступени ЗПН = 10 с;
- задержка на срабатывание 2 ступени ЗПН = 180 с.

2.3.9 Автоматика включения и отключения БСК

Уставки автоматики включения и отключения БСК приняты существующие. Значения уставок по напряжению выбраны по условию обеспечения минимально допустимого уровня напряжения и не превышению наибольшего рабочего уровня напряжения.

Автоматика включения и отключения БСК 110 кВ. действует с выдержкой времени на включение БСК при снижении напряжения на СШ 110 кВ до 115 кВ с задержкой времени 10 секунд и на отключение БСК при повышении напряжения на СШ 110 кВ до 126 кВ с задержкой времени 6 секунд.

2.3.10 Отдельная максимальная токовая защита БСК, имеющей две параллельные ветви в каждой фазе ТТ в средних точках обоих плеч фазы батареи (небалансная дифференциальная токовая защита БСК)

«Небалансная защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при внутренних повреждениях батареи статических конденсаторов. Защита выполняется для каждой фазы в отдельности и имеет две ступени, действующие на отключение БСК (или на сигнал).

Небалансная дифференциальная токовая защита БСК представляет собой двухступенчатую (по току и времени срабатывания) фазовую максимальную токовую защиту с измерением системы трехфазного тока. Защита реагирует на появление тока небаланса трансформаторов тока, установленных в цепи проводника, соединяющем средние точки полуветвей в каждой из фаз А, В, С.

В нормальном режиме и режиме внешних КЗ токи в параллельных ветвях отдельной фазы БСК практически одинаковы, а при повреждениях конденсаторов в одной из ветвей это равенство нарушается, появляется ток небаланса, вызывающий срабатывание защиты в поврежденной фазе.

В БСК каждая фаза состоит из четырех отдельных блоков, соединенных попарно параллельно, а обе пары – последовательно. Отдельный блок состоит из «N» последовательно соединенных рядов, в каждом из которых находится «M» параллельно соединенных единичных конденсаторов» [17].

«В проводнике, соединяющем средние точки двух образованных полуветвей фазы, подключен ТТ, измеряющий токи небаланса (несимметрии), которые возникают при повреждении отдельных конденсаторных элементов в любом из единичных конденсаторов БСК, находящихся под рабочим напряжением.

Общая емкость одного из четырёх блоков БСК будет определяться согласно выражению» [17]:

$$C_{\text{Бак}(I-IV)} = \frac{M \cdot C_1}{N}, \quad (32)$$

где «N – количество последовательных рядов конденсаторов блока БСК;

M – количество конденсаторов в одном ряду блока БСК;

C₁ – емкость единичного конденсатора.

Емкость единичного конденсатора будет определяться согласно выражению» [17]:

$$C_I = \frac{m \cdot C_0}{n}, \quad (33)$$

где « n – количество последовательных рядов конденсаторных элементов единичного конденсатора;

m – количество конденсаторных элементов в одном ряду единичного конденсатора;

C_0 – емкость конденсаторного элемента.

Учитывая число параллельно/последовательно соединенных блоков фазы БСК (по два блока), можно представить суммарную емкость фазы БСК выражением» [17]:

$$C_{\text{Бак}(I-IV)} = \frac{M \cdot m \cdot C_0}{N \cdot n}, \quad (34)$$

«Пробой одного конденсаторного элемента в ряду единичного конденсатора БСК означает закорачивание (шунтирование) всего указанного ряда конденсаторных элементов данного конденсатора.

Посредством параллельно/последовательного сложения сопротивлений поврежденного и неповрежденных единичных конденсаторов, и отдельных блоков конденсаторов, а также расчета изменившегося токораспределения между блоками в схеме замещения фазы БСК, для определения величины тока небаланса, протекающего в проводнике, соединяющем средние точки двух полуветвей фазы, может быть получено следующее выражение» [17]:

$$I_{\text{небаланс.расч}} = \frac{I_{\text{ном.б}}}{4 \cdot (N \cdot (M \cdot (n - 1) + 1)) - 3}, \quad (35)$$

где $I_{\text{ном.б}}$ – номинальный первичный ток конденсаторной батареи, А.

Величина тока уточняется по фактической схеме соединения конденсаторов БСК после заказа оборудования.

«Ток срабатывания ступени защиты, действующей на отключение БСК, рассчитывается по чувствительности при повреждении (полном пробое) единичного конденсатора БСК» [17]:

$$I_{\text{небаланс.1}} \leq \frac{I_{\text{небаланс.расч}}}{K_{\text{ч}}}, \quad (36)$$

где « $K_{\text{ч}} = 1,25 \dots 1,5$ - коэффициент чувствительности, о.е.;

$I_{\text{небаланс.расч}}$ – расчетный ток небаланса, протекающий в цепи проводника, соединяющем средние точки полуветвей фазы БСК, А» [17].

«Расчетная величина $I_{\text{НЕБАЛАНС.РАСЧ}}$ определяется предварительно, обязательным условием является отстройка уставки ступени $I_{\text{небаланс.}}$ от токов небаланса нормального режима по результатам измерений при наладочных работах, или в процессе эксплуатации защиты.

Выдержка времени на отключение и пуск УРОВ БСК должна определяться с учетом отстройки от переходного режима включения БСК, предварительное значение может быть принято (с последующим уточнением по результатам измерений при наладочных работах)» [7]:

$$T_{\text{небаланс1.}} = 1,0 \dots 1,5 \text{ сек} = 1,0 \text{ сек.}$$

«Ток срабатывания ступени защиты, действующей на сигнал, рассчитывается с учетом обеспечения ее упреждающего срабатывания при частичном нарушении свойств (изоляции) единичного конденсатора БСК согласно выражению» [17]:

$$I_{\text{небаланс2.}} = 0,6 \cdot I_{\text{небаланс.}} \quad (37)$$

где « $I_{\text{небаланс1.}}$ – уставка по току срабатывания ступени небалансной защиты, действующей на отключение БСК» [17].

«Обязательным условием является отстройка уставки ступени $I_{\text{небаланс}}$ от токов небаланса нормального режима по результатам измерений при наладочных работах, или в процессе эксплуатации защиты.

Выдержка времени ступени с действием на сигнал (без отключения БСК) равна» [17]:

$$T_{\text{небаланс.2}} = 10 \text{ сек.}$$

Выводы по разделу.

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 АУВ и УРОВ проектируемого выключателя присоединения БСК 110 кВ.

ИЭУ1 выполняет функции:

- дифференциальной токовой защиты и ДЗТ НП;
- МТЗ ВН;
- токовых защит обратной и нулевой последовательности высшего напряжения;
- защит от повышения и понижения напряжения;
- защит от перегрузки токами высших гармоник и от внутренних повреждений;
- токовой защиты нулевой последовательности нейтрали.

Для реализации функций защит и управления проектируемой ячейки БСК 110 кВ предусмотрено использование обмоток проектируемых трансформаторов тока и существующих трансформаторов напряжения.

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.

Для всех перечисленных защит присоединения БСК выполнен расчет уставок и коэффициентов чувствительности. Для всех рассмотренных защит значение коэффициента чувствительности превысило пороговые значения.

3 Модернизация системы собственных нужд ПС

3.1 Назначение системы

Электроприемники системы собственных нужд (ССН) делятся на категории по допустимым перерывам электропитания. Основными потребителями собственных нужд являются проектируемые электроприемники сооружений ПС, отнесенные по степени электроснабжения к первой, второй и третьей категориям надежности.

К электроприемникам ССН первой категории относятся:

- зарядно-подзарядные устройства (ЗПУ) системы оперативно-постоянного тока (СОПТ);
- оборудование связи;
- микропроцессорные терминалы РЗА;
- оборудование охранно-пожарной сигнализации (ОПС);
- оборудование оперативной блокировки (ОБР);
- светильники аварийного освещения здания;
- питание РПН трансформаторов;
- система охлаждения трансформаторов.

К электроприемникам ССН второй категории относятся:

- приводы заводки пружин выключателей 110 кВ;
- приводы разъединителей 110 кВ;
- обогрев оборудования, устанавливаемого на территории открытого распределительного устройства (ОРУ).

К электроприемникам ССН третьей категории относится:

- оборудование отопления здания;
- оборудование вентиляции и кондиционирования здания;
- светильники рабочего освещения здания;
- розеточная сеть здания;

- светильники внутреннего освещения и вентиляции шкафов и ячеек;
- светильники наружного освещения;
- шкаф подключения сварочного оборудования на ОРУ.

3.2 Структура системы

Схема однолинейная системы собственных нужд приведена на рисунках 2 и 3.

Для электроснабжения потребителей сети собственных нужд (ССН) принято трехфазное напряжение 0,4 кВ с заземленной нейтралью, частотой 50 Гц.

Питание сети собственных нужд осуществлено от двух трехфазных масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1(2), номинальной мощностью 2×630 кВА, номинальным напряжением 10,5/0,4 кВ. Подключение ТСН-1(2) выполнено отпайкой от ошиновки 10 кВ.

Для приема и распределения электроэнергии по потребителям ССН служит установленный в ОПУ щит собственных нужд (ЩСН) с одиночной, секционированной выключателем системой сборных шин. На вводах каждой секции шин (1, 2) ЩСН, в секционной перемычке и на отходящих линиях установлены автоматические выключатели 0,4 кВ. Секции распределительного устройства 0,4 кВ подключаются по схеме неявного резерва с раздельной работой трансформаторов с АВР на низкой стороне, секционный выключатель нормально отключен.

Распределительная сеть к трехфазным потребителям ~380 В выполнена 5-и проводной, к однофазным потребителям ~220 В 3-х проводной. Передача электроэнергии в сети собственных нужд к проектируемым шкафам выполнена с помощью силового кабеля с медными жилами марки ВВГнг(А)-LS.

Питание потребителей ССН выполнено по I категории электроснабжения.

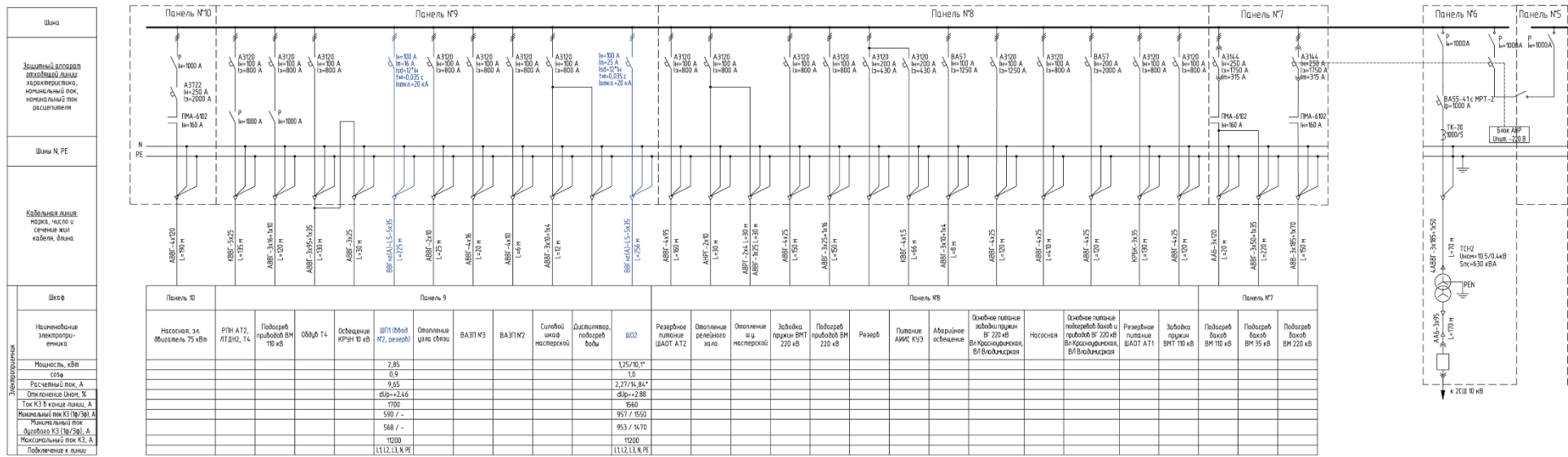


Рисунок 2 - Схема однолинейная системы собственных нужд (панели 5 - 10)

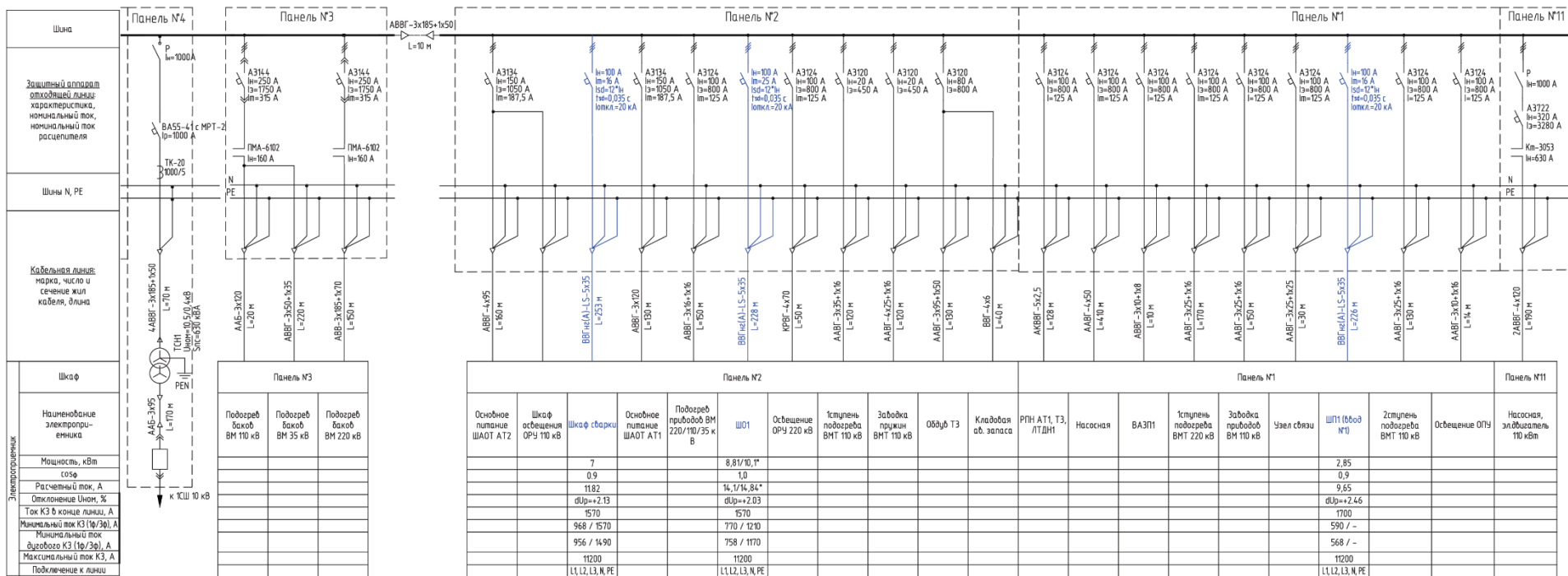


Рисунок 3 - Схема однолинейная системы собственных нужд (панели 1 – 4, 11)

На вводе в здание ОПУ в щите собственных нужд (ЩСНЗ) имеется система уравнивания потенциалов путем объединения основного защитного проводника (РЕ), основного заземляющего проводника (N), металлических частей строительных конструкций.

«Для защиты людей от поражения электротоком применено зануление и защитное заземление по системе TN-C-S. Зануление проводящих частей электрооборудования, могущих оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции, выполняется путем присоединения их защитными проводниками к главной заземляющей шине. В качестве защитных проводников используются жилы питающих кабелей 0,4 кВ» [26].

В качестве кабелей, применяемых для питания электроприемников ССН применяются кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа ВВГнг(А)-LS, сечение жил проводников определено в таблице 6.

Сечения кабелей выбраны по допустимому току нагрузки и проверены по падению напряжения, а также на отключение защитного аппарата при однофазном коротком замыкании. Отклонение напряжения на самом удалённом электроприемнике не превышает 5 % [19].

3.2.1 Схема электроснабжения двигателей выключателей и разъединителей

Для уменьшения длин и сечения кабелей предусматривается использование распределительного шкафа на территории ОРУ (ШП1). Питание шкафа организуется по схеме «разомкнутого кольца» с подключением двух вводов от разных секций шкафа собственных нужд.

Приводы каждого аппарата подключаются индивидуальными кабелями к секции шин шкафа ШП1.

3.2.2 Схема электроснабжения обогревателей оборудования ОРУ

Для уменьшения длин и сечения кабелей предусматривается использование распределительных шкафов на территории ОРУ (ШО1, ШО2).

Таблица 6 - Выбор и проверка кабелей отходящих линий ЩСН на невозгорание

Наименование фидера	Число жил × сечение кабеля, (материал жилы)	$I^{(3)}_{кз.макс(20м)}$, А	$t_{откл}$, с	$I^{(1)}_{кз.мин(20м)}$, А	$t_{откл}$, с	$W_{к.макс}$, кА ² ·с	$I_{раб}$, А	$I_{дл}$, А	$A_{доп}$, А ² с/мм ²	$A_{ок}$, А ² с/мм ²	$Q_{доп}$, °С	$Q_{к}$, °С
ШП1 (ввод №2, резерв)	ВВГнг(А)-LS 5×35	7430	0,35	3050	0,35	19,3	9,65	180	4,5×10 ⁴	2,75×10 ⁴	350	145
ШО2	ВВГнг(А)-LS 5×35	7430	0,35	3050	0,35	19,3	2,27	180	4,5×10 ⁴	2,75×10 ⁴	350	145
Шкаф сварки	ВВГнг(А)-LS 5×35	7430	0,35	3050	0,35	19,3	11,8	180	4,5×10 ⁴	2,75×10 ⁴	350	145
ШО1	ВВГнг(А)-LS 5×35	7430	0,35	3050	0,35	19,3	14,1	180	4,5×10 ⁴	2,75×10 ⁴	350	145
ШП1 (ввод №1)	ВВГнг(А)-LS 5×35	7430	0,35	3050	0,35	19,3	9,65	180	4,5×10 ⁴	2,75×10 ⁴	350	145
ШО1												
ШУР1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	757	0,02	0,012	0,909	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
Р1 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	664	0,02	0,011	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ЗНВ Р1 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	708	0,02	0,010	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШУР2	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	757	0,02	0,012	0,909	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
Р2 БСК1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	708	0,02	0,011	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ЗНВ Р2 БСК1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	664	0,02	0,010	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ЗН БСК Р2 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	625	0,02	0,009	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШЗВ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	856	0,02	0,015	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	45
ШП1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	878	0,02	0,016	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	45
Бак выкл.	ВВГнг(А)-LS 5×4	-	-	749	0,02	0,025	7,23	49	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
Привод выкл.	ВВГнг(А)-LS 5×2,5	-	-	700	0,02	0,020	2,51	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	47
Обогрев ШО1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	800	0,02	0,013	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШП1												
Р1 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	802	0,02	0,013	2,37	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ЗНВ Р1 БСК1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	759	0,02	0,012	2,37	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40

Продолжение таблицы 6

Наименование фидера	Число жил × сечение кабеля, (материал жилы)	$I_{кз.макс(20м)}^{(3)}$, А	$t_{откл}$, с	$I_{кз.мин(20м)}^{(1)}$, А	$t_{откл}$, с	$В_{к.макс}$, кА ² ·с	$I_{раб}$, А	$I_{дл}$, А	$A_{Qдоп}$, А ² с/мм ²	$A_{Qк}$, А ² с/мм ²	$Q_{доп}$, °С	$Q_{к}$, °С
Р2 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	802	0,02	0,013	2,37	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ЗНВ Р2 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	748	0,02	0,012	2,37	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ЗН БСК Р2	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	700	0,02	0,011	2,37	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
В 110 БСК	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	843	0,02	0,015	2,53	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШО2												
ШЗТ1.1	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	672	0,02	0,010	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШЗТ1.2	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	643	0,02	0,009	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШЗТ1.3	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	657	0,02	0,009	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
ШСв	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	873	0,02	0,016	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	40
Обогрев	ВВГнг(А)-LS 3×2,5	-	-	896	0,02	0,017	1,14	38	4,5×10 ⁴	0,9×10 ⁴	350	45

Питание шкафов организуется по схеме «разомкнутого кольца» с подключением двух вводов от разных секций шкафа собственных нужд.

Обогрев приводов каждого выключателя, а также цепи обогрева иного оборудования, устанавливаемого на территории ОРУ, подключаются индивидуальными кабелями к распределительным шкафам [28].

Нагревательные элементы оборудованы термовыключателями, которые обеспечивают автоматическое включение и отключение обогрева по заданной уставке температуры.

3.2.3 Схема электроснабжения светильников наружного освещения

На подстанции предусматривается установка БСК 110 кВ и коммутационных аппаратов на месте существующего оборудования. Освещение принято существующее.

Питание и управление существующим освещением выполняется от панели №8 в щите собственных нужд, установленного в ОПУ.

3.3 Проверка основного оборудования ССН

На ПС 220 кВ Ирень принята схема питания собственных нужд по схеме неявного резерва. Мощность каждого из взаиморезервирующих ТСН равна 630 кВА. В нормальном режиме каждый из работающих трансформаторов ССН питает половину расчетной мощности.

Расчетная мощность ССН для проектируемого оборудования, для летнего и зимнего периода определена в таблице 7.

На подстанции предусматривается установка оборудования взамен существующему. Увеличение мощности существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-1(2) не требуется.

Таблица 7 – Расчет мощности проектируемой части ССН

Наименование	Установленная мощность			cosφ	Расчетная нагрузка на трансформатор					
	Акт. мощность потребителя, кВт	Кол., шт.	Общая мощность, кВт		Зимой			Летом		
					Кс	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВАр	Кс	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВАр
Проектируемые нагрузки собственных нужд										
ОРУ. Наружное освещение проектируемой ячейки 110 кВ БСК	0,40	1	0,400	0,96	0,50	0,200	0,058	0,50	0,200	0,058
ОРУ. Питание привода разъединителей 110 кВ	0,55	4	2,200	0,9	0,3	0,660	0,320	0,3	0,660	0,320
ОРУ. Обогрев привода разъединителей 110 кВ	0,25	4	1,000	1	1	1,000	0,000	0,03	0,030	0,000
ОРУ. Обогрев шкафов управления разъединителями 110 кВ	0,20	5	0,600	1	1	0,600	0,000	0,03	0,018	0,000
ОРУ. Обогрев привода выключателя 110 кВ	1,65	1	1,650	1	1	1,650	0,000	0,03	0,049	0,000
ОРУ. Обогрев бака выключателя 110 кВ	4,76	1	4,760	1	1	4,760	0,000	0,03	0,143	0,000
ОРУ. Питание двигателя взвода пружин	1,10	1	1,100	0,9	0,3	0,330	0,160	0,3	0,330	0,160
ОРУ. Обогрев шкафа управления выключателем 110 кВ	0,20	1	0,200	1	1	0,200	0,000	0,03	0,006	0,000
ОРУ. Питание шкафа сварки	7	1	7,000	0,9	0,12	0,840	0,4	0,12	0,840	0,407
ОРУ. Обогрев шкафов на ОРУ	0,2	11	2,200	1	1	2,200	0,0	0	0,000	0,000
ОПУ. Освещение панели	0,01	1	0,010	1	0,7	0,007	0,003	0,7	0,007	0,003
Итого:						9,200	0,948	-	2,283	0,948

3.3.1 Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей (ВА) проведен по условиям нормальной работы и с учетом расчетных условий короткого замыкания [4]:

- по номинальному напряжению;
- по длительному расчетному току нагрузки;
- по термической стойкости к токам КЗ;
- по электродинамической устойчивости при КЗ;
- по предельной коммутационной способности аппаратов;
- по условиям селективности;
- по условиям чувствительности к токам КЗ.

Токи вводных и секционных ВА на щитах 0,4 кВ определены по мощности нагрузки и составляют:

- 1000 А для вводных ВА;
- 1000 А для секционного ВА.

Выбранные типы выключателей указаны на рисунках 2 и 3.

Выключатели автоматические обеспечивают селективное отключение КЗ на защищаемом участке.

3.3.2 Проверка кабелей на возгорание при КЗ

Проверка кабелей сети собственных нужд на возгорание выполнена по методике, приведенной в Циркуляре № Ц-02-98 (Э) РАО «ЕЭС России» от 16.03.98 г. «О проверке кабелей на возгорание при действии тока короткого замыкания» [22].

В соответствии с указанной методикой, расчетная температура токопроводящих жил кабелей с пластмассовой и поливинилхлоридной изоляцией не должна превышать 350°С при протекании тока КЗ до устранения режима КЗ.

В качестве примера выполним проверку кабеля ВВГнг(А)-LS 5×35 от панели №2 до шкафа сварки [1].

При расчете теплового импульса за расчетный ток допускается принимать значение ТКЗ на расстоянии 20 м от начала кабельной линии

напряжением до 1 кВ, за продолжительность КЗ принимают время срабатывания резервной защиты (время срабатывания вводного выключателя ЩСН при данном значении ТКЗ) [25]:

$$I_{\text{КЗмакс}(20\text{м})}^{(3)} = 7,43 \text{ кА}; t_{\text{откл}} = 0,35 \text{ с};$$

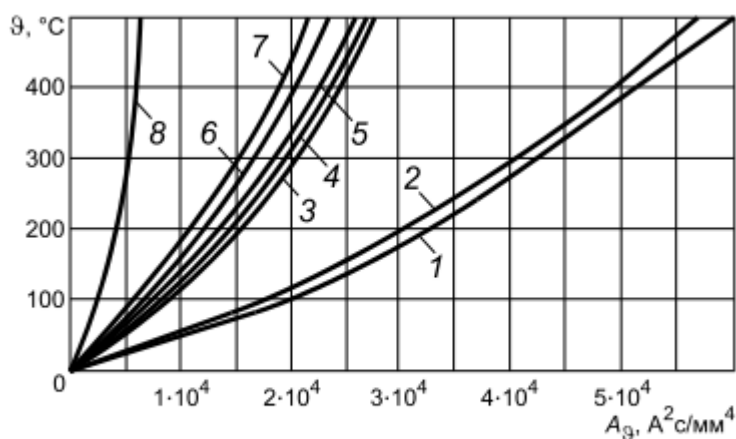
$$I_{\text{КЗмакс}(20\text{м})}^{(1)} = 3,05 \text{ кА}; t_{\text{откл}} = 0,35 \text{ с}.$$

Условие невозгораемости:

$$Q_{\text{к}} \leq Q_{\text{доп}}, \quad (38)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – предельно допустимая температура нагрев жил кабелей с изоляцией из ПВХ пластиката (350°C);

$Q_{\text{к}}$ – конечная температура нагрева жил кабелей при коротком замыкании, определяемая с помощью кривых и формул представленных ниже на рисунке 4:



Материалы проводников: 1 — ММ; 2 — МТ; 3 — АМ; 4 — АТ; 5 — АДО, АСТ; 6 — АД31Т1; 7 — АД31Т; 8 — СтЗ

Рисунок 4 - Кривые для определения температуры нагрева шин, кабелей и проводов из различных материалов при КЗ

$$A_{Q_{\text{к}}} = A_{Q_{\text{н}}} + \frac{B_{\text{к}}}{S^2}, \quad (39)$$

Для определения предельного тока КЗ, который способен выдержать кабель, определим допустимое значение $A_{Q_{дон}}$ по кривым рисунка 4 (соответствующее 350°) [23].

Начальная температура жилы до КЗ определяется:

$$Q_n = Q_0 + (Q_{дд} - Q_{окр}) \cdot \left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}} \right)^2, \quad (40)$$

где « Q_0 » – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, (30°С);

$Q_{дд}$ – расчетная длительно допустимая температура жилы, (70°С);

$Q_{окр}$ – значение расчетной температуры окружающей среды, (25°С)

» [9];

$I_{раб}$ – значение тока перед КЗ, А;

$I_{дд}$ – значение расчетного длительно допустимого тока, А.

$$Q_n = 30 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{9,65}{180} \right)^2 = 30,13 \text{ °С}.$$

A_{Q_n} – определяется по кривым для определения температуры нагрева кабелей из медных материалов. $A_{Q_n} = 0,5 \cdot 10^4 \text{ А}^2\text{с}/\text{мм}^4$ при $Q_n = 30,13 \text{ °С}$.

Для трехфазного металлического КЗ:

$$B_k = 7,43^2 \cdot 0,35 = 19,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для однофазного дугового КЗ:

$$B_k = 3,05^2 \cdot 0,35 = 3,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Ввиду того, что B_k при трехфазном металлическом КЗ больше, чем B_k при однофазном дуговом КЗ, то дальнейший расчет проведем для при трехфазном металлическом КЗ:

$$A_{Q_n} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{19,3}{35^2} = 2,75 \cdot 10^4 \text{ A}^2\text{с/мм}^4.$$

Определим Q_k по кривым для определения температуры нагрева кабелей из медных материалов. При $A_{Q_n} = 2,75 \cdot 10^4 \text{ A}^2\text{с/мм}^4$ конечная температура нагрева жил кабелей при КЗ - $Q_k = 145 \text{ }^\circ\text{C}$

$$145 < 350.$$

Кабель ВВГнг(А)-LS 5×35 удовлетворяет предъявленным требованиям.

Выбор и проверка остальных кабельных линий 0,4 кВ осуществляется аналогично.

Результаты расчетов по выбору и проверке кабельных линий на невозгорание приведены в таблице 5.

3.4 Размещение оборудования и автоматизация

План расположения установки шкафов на ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Ирень приведен в графической части работы. В таблице 8 приведен перечень шкафов ССН, устанавливаемых на ОРУ.

В рамках производимой реконструкции 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 не выполняется.

Таким образом, контролируемым присоединением являются трансформаторы собственных нужд по стороне 0,4 кВ.

Таблица 8 – Перечень шкафов ССН, устанавливаемых на ОРУ

Номер шкафа	Назначение шкафа
ШО1,2	Шкаф обогрева распределительный
ШП1	Шкаф питания приводов распределительный
ШУР1, ШУР2	Шкаф управления разъединителем
ШСв	Шкаф сварки
ШЗВ	Шкаф зажимов
ШЗТ1.1, ШЗТ1.2, ШЗТ1.3	Шкаф трансформаторов тока

Для реализации функций защит и управления проектируемой ячейки БСК 110 кВ предусмотрено использование обмоток проектируемых трансформаторов тока и существующих трансформаторов напряжения с классами точности [6].

Для резервирования трансформаторов собственных нужд щит собственных нужд оснащается системой автоматического ввода резерва (АВР) с функцией возврата схемы АВР СН в исходное состояние.

Система АВР обеспечивает блокировку параллельной работы двух ТСН. При аварийном срабатывании защит вводных или секционных выключателей система АВР блокируется. Пусковым органом АВР является реле напряжения, контролирующее следующие параметры:

- «понижение напряжения, регулируется в диапазоне (0,7...1) номинала;
- превышение напряжения, регулируется в диапазоне (1...1,3) номинала;
- обрыв одной или более фаз;
- обрыв нейтрального проводника» [24].

Схема АВР реализована с использованием релейных схем.

Выводы по разделу.

Основными потребителями собственных нужд являются проектируемые электроприемники сооружений ПС, отнесенные по степени электроснабжения к первой, второй и третьей категориям надежности.

К электроприемникам ССН первой категории относятся:

- зарядно-подзарядные устройства (ЗПУ) системы оперативно-постоянного тока (СОПТ);
- оборудование связи;
- микропроцессорные терминалы РЗА;
- оборудование охранно-пожарной сигнализации (ОПС);
- оборудование оперативной блокировки (ОБР);
- светильники аварийного освещения здания;
- питание РПН трансформаторов;
- система охлаждения трансформаторов.

Питание сети собственных нужд осуществлено от двух трехфазных масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1(2), номинальной мощностью 2×630 кВА. Для приема и распределения электроэнергии по потребителям ССН служит установленный в ОПУ щит собственных нужд (ЩСН) с одиночной, секционированной выключателем системой сборных шин.

В качестве кабелей, применяемых для питания электроприемников ССН применяются кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа ВВГнг(А)-LS. Сечения кабелей выбраны по допустимому току нагрузки и проверены по падению напряжения, а также на отключение защитного аппарата при однофазном коротком замыкании и проверены на невозгорание. Отклонение напряжения на самом удалённом электроприемнике не превышает 5 %.

Произведен расчет мощности ССН для проектируемого оборудования, для летнего и зимнего периода. По результатам расчетов увеличение мощности существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-1(2) не требуется.

Заключение

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

Результаты проверки показали, что существующие выключатели на ПС 220 кВ Ирень 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» [13].

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 АУВ и УРОВ проектируемого выключателя присоединения БСК 110 кВ.

ИЭУ1 выполняет функции:

- дифференциальной токовой защиты и ДЗТ НП;
- МТЗ ВН;
- токовых защит обратной и нулевой последовательности высшего напряжения;
- защит от повышения и понижения напряжения;
- защит от перегрузки токами высших гармоник и от внутренних повреждений;
- токовой защиты нулевой последовательности нейтрали.

Для реализации функций защит и управления проектируемой ячейки БСК 110 кВ предусмотрено использование обмоток проектируемых трансформаторов тока и существующих трансформаторов напряжения.

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.

Для всех перечисленных защит присоединения БСК выполнен расчет уставок и коэффициентов чувствительности. Для всех рассмотренных защит значение коэффициента чувствительности превысило пороговые значения.

Основными потребителями собственных нужд являются проектируемые электроприемники сооружений ПС, отнесенные по степени электроснабжения к первой, второй и третьей категориям надежности.

К электроприемникам ССН первой категории относятся:

- зарядно-подзарядные устройства (ЗПУ) системы оперативно-постоянного тока (СОПТ);
- оборудование связи;
- микропроцессорные терминалы РЗА;
- оборудование охранно-пожарной сигнализации (ОПС);
- оборудование оперативной блокировки (ОБР);
- светильники аварийного освещения здания;

- питание РПН трансформаторов;
- система охлаждения трансформаторов.

Питание сети собственных нужд осуществлено от двух трехфазных масляных трансформаторов собственных нужд ТСН-1(2), номинальной мощностью 2×630 кВА. Для приема и распределения электроэнергии по потребителям ССН служит установленный в ОПУ щит собственных нужд (ЩСН) с одиночной, секционированной выключателем системой сборных шин.

В качестве кабелей, применяемых для питания электроприемников ССН применяются кабели с оболочкой, не распространяющей горение, и с малым выделением дыма типа ВВГнг(А)-LS. Сечения кабелей выбраны по допустимому току нагрузки и проверены по падению напряжения, а также на отключение защитного аппарата при однофазном коротком замыкании и проверены на невозгорание. Отклонение напряжения на самом удалённом электроприемнике не превышает 5 %.

Произведен расчет мощности ССН для проектируемого оборудования, для летнего и зимнего периода. По результатам расчетов увеличение мощности существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-1(2) не требуется.

Список используемой литературы и используемых источников

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 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).
5. 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).
6. ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная Защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169612> (дата обращения 26.12.2023).
7. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

8. Лукин В.С., Ежов Ю.А. Карст и строительство в районе г. Кунгура. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1975. 118 с.
9. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
10. Назаров Н.Н. География Пермского края: учеб. Пособие. Ч. I. Природная (физическая) география. Пермь, 2011. 139 с.
11. 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).
12. 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).
13. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 25.12.2023).
14. 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).
15. 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).
16. СП 131.13330.2018 Строительная климатология. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/554402860> (дата обращения: 10.12.2023).
17. СТО 56947007-29.120.70.186-2014 Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства «Siemens AG», «ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin» и «Alstom Grid»/«AREVA» для

батареи статических конденсаторов напряжением 110 – 330 кВ. [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-56947007-29.120.70.186-2014.pdf (дата обращения: 10.12.2023).

18. 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).

19. 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).

20. 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).

21. Техническая информация о ПС 220 кВ Ирень [Электронный ресурс]: URL: https://energybase.ru/substation/PS_220_kV_Iren (дата обращения 25.12.2023)

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

23. 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).

24. Antoun C. High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection // 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Perth, WA, Australia, 2018, pp. 1-6.

25. Gotte N., Krampert T., Nikolic P.G. Series Connection of Gas and Vacuum Circuit Breakers as a Hybrid Circuit Breaker in High-Voltage Applications // in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 48, no. 7, pp. 2577-

2584.

26. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.

27. Sousa H.F.S., de Oliveira A.C., de Santana H.N., da Costa E.G., Ferreira T.V. Analysis of Alternative Parameters of Dynamic Resistance Measurement in High Voltage Circuit Breakers // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Athens, Greece, 2018, pp. 1-4.

28. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.