

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

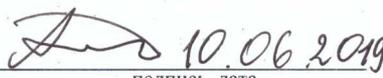
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 18 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Горелое напряжением 220/110/35/10/6 кВ Приморского края (комплексная ВКР)

Исполнитель
студент группы 542об1


10.06.2019
подпись, дата А.А. Кошелев

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


19.06.2019
подпись, дата А.А. Остапенко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


10.06.2019
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


19.06.2019
подпись, дата Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кашенева Артема Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция релейной защиты и автоматизации подстанции Торноев на напряжении 220/110/35/10/6 кВ Тункинского края (кашкенинская ВЛР)
(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-92)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 06.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема подстанции Торноев

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Анализ существующей схемы подстанции, расчет токов короткого замыкания и выбор и проверка оборудования, заданных и машинных решений защиты и автоматики

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Файловый перечень

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булмаев А.Б., доцент канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 122 с., 8 рисунков, 17 таблиц, 141 формулу

АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, МОЩНОСТЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

В работе произведена реконструкция распределительных устройств 110/35/6 кВ подстанции Горелое Приморского края в части РУ 110/35/6 кВ. Расчёт токов короткого замыкания был произведён для проверки и выбора оборудования подстанции. В работе произведён расчёт релейной защиты на подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Общая характеристика района расположения реконструируемой подстанции Горелое	9
1.1 Климат района	9
1.2 Анализ существующей схемы подстанции	10
2. Выбор схемы подстанции	11
3. Выбор силовых трансформаторов	12
4. Расчёт токов короткого замыкания	15
5. Выбор и проверка оборудования ОРУ 110 кВ, КРУ 35 кВ и КРУ 6 кВ подстанции Горелое	25
5.1 Выбор выключателей 110 кВ	25
5.2 Выбор разъединителей 110 кВ	27
5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	28
5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	31
5.5 Выбор шинных конструкций 110 кВ	34
5.6 Выбор ОПН 110 кВ	38
5.7 Выбор КРУ 35 кВ	41
5.8 Выбор КРУ 6 кВ	44
5.9 Выбор аккумуляторных батарей	45
6. Релейная защита и автоматика	50
6.1. Выбор системы оперативного тока	50
6.2 Выбор сечения проводов оперативных цепей постоянного тока	52
6.3 Выбор автоматического выключателя защиты оперативных цепей постоянного тока	53
6.4 Расчёт тока короткого замыкания оперативных цепей постоянного тока	54
6.5 Общие принципы построения защит	55
6.6 Основные типы защит трансформаторов	56

6.7	Выбор защит трансформаторов	57
6.8	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	58
6.9	Дифференциальная защита трансформаторов	60
6.10	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	64
6.11	Выбор уставок максимальной токовой защиты	65
6.12	Релейная защита шин	66
6.13	Автоматика на подстанции Горелое	69
6.14	Сигнализация на подстанции Горелое	88
7.	Молниезащита и заземление РУ 110/35/6 кВ подстанции Горелое	90
7.1	Заземление подстанции	90
7.2	Защита подстанции от прямых ударов молнии	94
7.3	Защита подстанции от набегающих волн перенапряжений	97
8.	Безопасность и экологичность	100
8.1	Безопасность	100
8.2	Экологичность	106
8.3	Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Горелое	109
8.4	Чрезвычайные ситуации	111
	Заключение	118
	Библиографический список	119
	Приложение А Расчет токов КЗ в ПВК Mathcad 14	122
	Приложение Б Выбор электрических аппаратов в ПВК Mathcad 14	127

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	–	автоматический ввод резерва
АПВ	–	автоматическое повторное включение
ВН	–	высокое напряжение
ДФЗ	–	дифференциальная защита
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ТКЗ	–	ток короткого замыкания
ЛЭП	–	линия электропередачи
НН	–	низкое напряжение
ПС	–	подстанция
ТТ	–	трансформатор тока
ТН	–	трансформатор напряжения
ТО	–	токовая отсечка

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости реконструкции релейной защиты подстанции напряжением 220/110/35/10/6 кВ Горелое в Приморском крае в связи с реконструкцией самой подстанции. Работа является комплексной, в первой части произведена реконструкция распределительных устройств 220/10 ПС Горелое, в существующей части произведена реконструкция распределительных устройств 110/35/6 кВ ПС Горелое. Реконструкция подстанции и релейной защиты производится в связи с физическим и моральным износом оборудования на подстанции.

Целью данной работы является реконструкция релейной защиты при реконструкции части подстанции Горелое напряжением 110/35/6 кВ для обеспечения требуемой мощности на стороне 6 и 35 кВ.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. анализ существующей схемы подстанции и пути реконструкции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания, результаты которого использованы для выбора и проверки оборудования подстанции;
3. произведён выбор и расчёт релейной защиты подстанции;
4. произвести расчёт молниезащиты подстанции.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в реконструкции распределительных устройств 110/35/6 подстанции Горелое и выборе и проверке релейной защиты для проектируемых распредустройств.

Ожидаемые результаты работы: разработанная схема подстанции Горелое распредустройств 110/35/6 кВ будет обеспечивать безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении работы использовались лицензионные программы MatchCad 14, Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы). К работе прилагаются 7 листов графической части.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ ГОРЕЛОЕ

1.1 Климат района

Район расположения подстанции Горелое расположен в южной части Приморского края на берегу Японского моря, занимает территорию полуострова Муравьева-Амурского, островные территории, полуостров Песчаный с прилегающей материковой частью. Округ протянулся на расстоянии около 30 км с юга на север и почти 10 км с запада на восток (без полуострова Песчаный), и омывается водами Амурского и Уссурийского заливов, входящих в акваторию залива Петра Великого Японского моря.

Рельеф низкогорный, сильно расчлененный с абсолютными отметками 250-350 м, с отдельно возвышающимися куполообразными горными вершинами высотой 430-475 м. Территория рассматриваемой сети располагается в северной части Владивостокского городского округа, где располагаются: гора Комарова (высота 231м), гора Холодильник (высота 257 м), Снеговая падь. Грунт рассматриваемого района состоит из: насыпного грунта (щебень 40%, глыбы 20%, супесь и суглинок 40%), ила суглинистого, песка пылеватого, гравийного грунта, суглинка серого, супеси серой, глины коричневой, песчаника серого.

Район сейсмически активен, возможная сила землетрясений, согласно СНиП П-7-81, 6 - 7 баллов.

Климат района проектирования - умеренный муссонный. Зимой преобладают северные ветры, летом – юго-восточные. Среднемесячные скорости ветра составляют 2 - 10 м/сек.

Для климата города характерны туманы, которые преобладают в тёплый период. В среднем за год бывает от 30 до 90 туманных дней.

Самым холодным месяцем является январь, самым жарким - август. Среднегодовая температура воздуха - 3,4⁰ С. Климатические условия предъявляют особые требования к размещению сооружений.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

1	Климатическая зона	II
2	Среднегодовая температура, °С	4
3	Абсолютный минимум, °С	-31,4
4	Абсолютный максимум, °С	33,6
5	Район по ветровому давлению	IV
6	Район по толщине стенки гололеда	IV
7	Число грозových часов в год	20
8	Нормативная глубина промерзания грунта, м	1,41
9	Удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{сг}}$, Ом	500

Территория района проектирования может быть подвержена опасным природным и техногенным воздействиям, вызывающим чрезвычайные ситуации. К опасным природным явлениям, имеющим место, относятся периодические тропические циклоны (тайфуны), не исключаются цунами и землетрясения.

1.2 Анализ существующей схемы подстанции

На данный момент подстанция Горелое имеет следующие уровни напряжения – 220, 110, 35, 10, 6 кВ. С учётом перспективы, при росте нагрузки на уровнях напряжения 6 и 35 кВ до суммарной величины 56 МВА и более необходима замена трансформаторов на большую мощность либо перевод части нагрузки 35 кВ на напряжение 110 кВ.

Реконструируемая подстанция предназначена для подключения потребителей 110 кВ, 35 кВ и 6 кВ. На подстанции производится понижение питающего напряжения 220 кВ до напряжений потребителей и предоставляется возможность для подключения – размещаются ячейки с подключением к питающему напряжению требуемой величины.

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Распределительное устройство 110 кВ подстанции Горелое будет выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. Такая схема используется в РУ 110-220 кВ с 5-ю и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединениях при плановом выводе выключателей из работы.

Заход ВЛ 35 кВ будет осуществляться с существующих опор на проектируемые порталы, где к ним подключаются кабельные связи линейных ячеек КРУ 35 кВ.

Для захода в проектируемое здание КРУ 6 кВ предполагается выполнить «перезаводку» из ЗРУ 6 кВ, подлежащего демонтажу, семи существующих кабельных линий. Прокладку необходимо выполнить в двух проектируемых наземных сборных железобетонных лотках со съёмными железобетонными плитами. Кабели в лотках расположить в один ряд. Количество кабелей в одном лотке 4 штуки, в другом лотке 3 штуки.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов.

Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (1)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Для расчёта трансформатора необходимо учесть нагрузку на подстанциях, присоединяемых к реконструируемой подстанции Горелое, по результатам зимнего контрольного замера 2018 года.

Произведём расчёт требуемой мощности трансформаторов на проектируемой подстанции Горелое:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{34^2 + 17^2}}{2 \cdot 0,7} = 27,152 \text{ МВА}$$

К установке принимаем трансформаторы - ТДТН-40000/110/35/6.

Проверяем трансформаторы на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (2)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \geq 1,4 \quad (3)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{34^2 + 17^2}}{40} = 0,95 - \text{условие выполняется.}$$

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, протекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие [6]:

- 1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;
- 2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- 4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 5) считают, что трехфазная система является симметричной;
- 6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 100$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание [7].

Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции 220 кВ Горелое для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА,}$$

$$U_{баз1} = 230 \text{ кВ; } U_{баз2} = 115 \text{ кВ; } U_{баз3} = 10,5 \text{ кВ. кВ.}$$

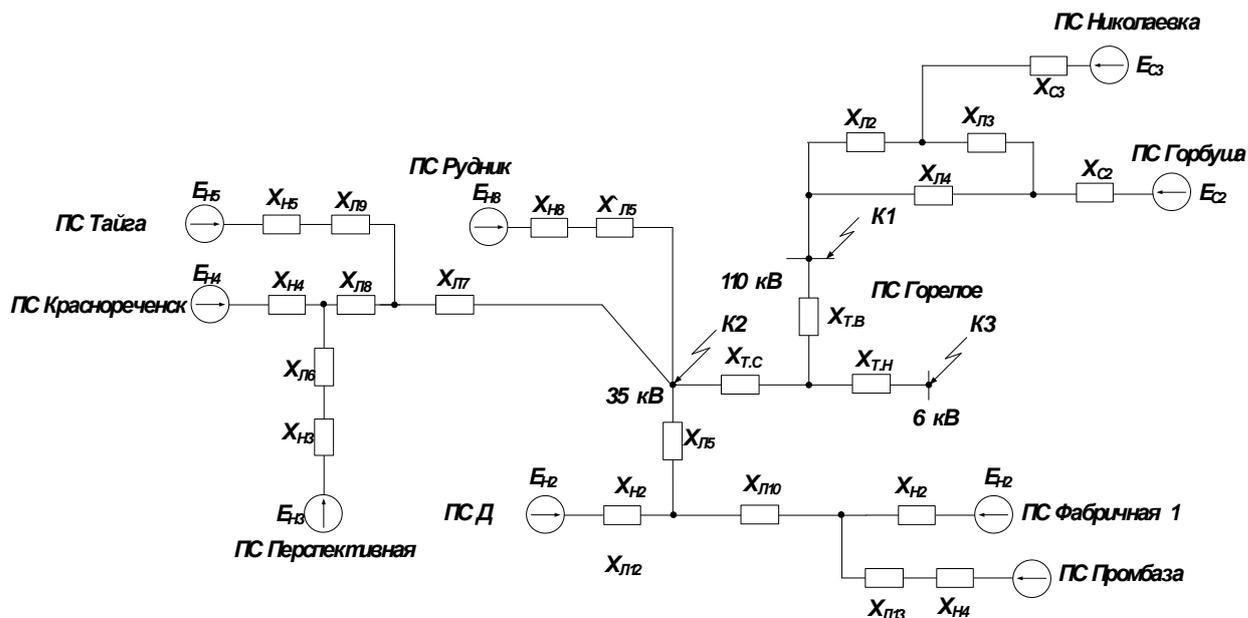


Рисунок 1 – Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (4)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot I_C}, \quad (5)$$

где I_C - трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

Для шин 110 кВ ПС «Горбуша» $I_C = 5,71$ кА, для шин 110 кВ ПС «Николаевка» $I_C = 11,87$ кА.

$$X_C = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}} \cdot I_C}, \quad (6)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,47} = 0,019 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,71} = 0,088 \text{ о.е.}$$

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,87} = 0,042 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_H}, \quad (7)$$

где $X_{H*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки.

В качестве примера рассчитаем нагрузки ПС 110 кВ Николаевка:

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 6,3} = 2,778 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}} \text{ о.е.}, \quad (8)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;

l – длина воздушной линии.

В качестве примера рассчитаем сопротивление линии 110 кВ «Горбуша» - «Николаевка», выполненной проводом марки АС-120, $X_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$, $l = 40 \text{ км}$.

$$X_{Л8} = 40 \cdot 0,427 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,129 \text{ о.е.}$$

Для определения сопротивления автотрансформатора АДЦТН-125000 на подстанции «Горелое» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже. Подробный расчет приведен в Приложении А.

Таблица 2 – Фазные напряжения короткого замыкания автотрансформаторов

$U_{K_B,\%}$	12,4
$U_{K_C,\%}$	0
$U_{K_H,\%}$	23,3

Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_{AT} = \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМАТ}}, \quad (9)$$

где $S_{НОМАТ}$ - номинальная мощность автотрансформатора.

$$X_{AT_B} = \frac{12,4}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,197 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT_C} = 0 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT_H} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Подробный расчет сопротивлений элементов схемы замещения приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицы.

Таблица 3 – Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.			Сопротивления нагрузок, о.е.					
X_{C1}	X_{C2}	X_{C3}	X_{H1}	X_{H2}	X_{H3}	X_{H4}	X_{H5}	X_{H6}
0,019	0,088	0,042	3,125	7	2,778	2,188	1,75	2,147

Таблица 4 – Сопротивления линий

Сопротивления линий					
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$	$X_{Л4}$	$X_{Л5}$	$X_{Л6}$
0,0041	0,05	0,713	0,0063	0,062	0,00086
$X_{Л7}$	$X_{Л8}$	$X_{Л9}$	$X_{Л10}$	$X_{Л11}$	
0,07	0,129	0,098	0,075	0,029	

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (10)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (11)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (12)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции Горелое.

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на высокой стороне подстанции – в точке К1.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1}, \quad (13)$$

$$X_2 = X_{H1} + X_{Л2}, \quad (14)$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{Л3}, \quad (15)$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}, \quad (16)$$

$$X_5 = X_4 + X_{ЛТН}, \quad (17)$$

$$X_6 = X_{H5} + X_{Л10}, \quad (18)$$

$$X_7 = X_{H6} + X_{Л11}, \quad (19)$$

$$X_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7}, \quad (20)$$

$$X_9 = X_8 + X_{Л9}, \quad (21)$$

$$X_{10} = X_{H4} + X_{Л8}, \quad (22)$$

$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_9}{X_{10} + X_9}, \quad (23)$$

$$X_{12} = X_{11} + X_{Л7} + \frac{X_{11} \cdot X_{Л7}}{X_{C2}}, \quad (24)$$

$$X_{13} = X_{C2} + X_{Л7} + \frac{X_{C2} \cdot X_{Л7}}{X_{11}}, \quad (25)$$

$$X_{14} = X_{H3} + X_{Л6}, \quad (26)$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_{12}}{X_{14} + X_{12}}, \quad (27)$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{15} + \frac{X_{15} \cdot X_{15}}{X_{13}}, \quad (28)$$

$$X_{17} = X_{13} + X_{15} + \frac{X_{13} \cdot X_{15}}{X_{15}}, \quad (29)$$

$$X_{18} = X_{C3} + X_{14}, \quad (30)$$

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}}, \quad (31)$$

$$X_{20} = \frac{X_5 \cdot X_{16}}{X_5 + X_{16}}, \quad (32)$$

$$X_{21} = X_{19} + X_{AT.B} + \frac{X_{19} \cdot X_{AT.B}}{X_{20}}, \quad (33)$$

$$X_{22} = X_{20} + X_{AT.B} + \frac{X_{20} \cdot X_{AT.B}}{X_{19}}, \quad (34)$$

$$X_{23} = \frac{X_{21} \cdot X_1}{X_{21} + X_1}, \quad (35)$$

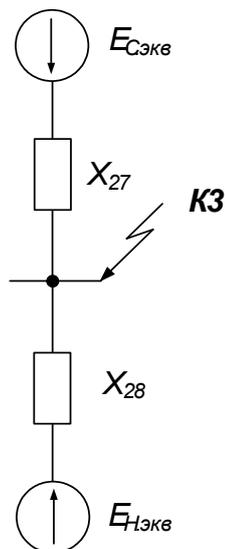


Рисунок 2 – Преобразованная схема замещения

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{ПО} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (36)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы $E = 1$ о.е.,
для нагрузки $E = 0,85$ о.е.;

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{ПО1} = \frac{E_C}{X_{33}} \cdot I_{B1}, \quad (37)$$

$$I_{ПО1} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,251 = 12,083 \text{ кА}$$

$$I_{ПО2} = \frac{E_H}{X_{31}} \cdot I_{B1}, \quad (38)$$

$$I_{ПО2} = \frac{0,85}{5,404} \cdot 0,251 = 0,039 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{ПО\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{ПОi} = I_{ПО1} + I_{ПО2}, \quad (39)$$

$$I_{ПО\Sigma} = 12,083 + 0,039 = 12,122 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot k_{y0}, \quad (40)$$

где k_{y0} – ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$$i_{y01} = \sqrt{2} \cdot 12,083 \cdot 1,78 = 30,415 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,039 \cdot 1,78 = 0,099 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial \Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2}, \quad (41)$$

$$i_{y\partial \Sigma} = 30,415 + 0,099 = 30,515 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание на стороне среднего и низкого напряжения ПС «Горелое» рассчитывается аналогично. Все подробные расчеты приведены в приложении А, параметры расчетов КЗ сведены в таблицу.

Таблица 5 – Расчет токов короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{по}=I_{пт}$, кА	K_y	i_y , кА
1	К1 (110 кВ)	12,122	1,78	30,515
2	К2 (35 кВ)	15,199	1,717	36,907
3	К3 (6 кВ)	4,446	1,608	10,111

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ОРУ 110 КВ, КРУ 35 КВ И КРУ 6 КВ ПОДСТАНЦИИ ГОРЕЛОЕ

5.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Выключатель выбирают по напряжению установки; по длительному току; по отключающей способности. Проверяют выключатель на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ, по включающей способности, на электродинамическую и термическую стойкость.

Определяем максимальный ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (42)$$

$$I_{\max} = \frac{9483}{\sqrt{3} \cdot 115} = 47.7 \text{ А},$$

Выбираем на стороне 110 кВ элегазовые выключатели, марки ВЭК-110-40/630У1 [2]:

Проверку производят по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по отключающей способности: $I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{откл ном}}$
- по электродинамической стойкости: $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$; $I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{пр.скв}}$;
- по термической стойкости: $B_K \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$;
- по длительному току: $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$, $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$;

Проверим возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл\ ном}, \quad (43)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{36}{100} \cdot 40 = 20,365 \text{ кА},$$

где β_H – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$.

Осуществим проверку выключателя по термической стойкости, определяем тепловой импульс:

$$B_K^{расч} = I_{н.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_d) \text{ кА}^2 \text{ с}, \quad (44)$$

$$B_K^{расч} = 7.439^2 \cdot (1,58 + 0,04) = 89,6 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{Kном} = I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \quad (45)$$

$$B_{Kном} = 40^2 \cdot 1,05 = 150 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

где $I_{терм}$ – ток термической стойкости;

$t_{откл}$ – интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Результаты выбора сводятся в таблицу.

Таблица 6 – Данные по выбору выключателя на стороне 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 150 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $i_{a.ном} = 22,5 \text{ кА}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 45,5 \text{ А}$ $i_{уд} = 11,486 \text{ кА}$ $B_{к.} = 89,6 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $I_{по} = 4,724 \text{ кА}$ $I_{пт} = 13,484 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,44 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{a.ном} \geq i_{ат}$

5.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединитель – контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ, т. е. выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Выбираем на стороне 110 кВ разъединитель двухколонковый наружной установки РНДЗ-110\630УХЛ1 [3].

Таблица 7 – Выбор разъединителей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 126 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 47,7 \text{ А}$ $i_{уд} = 18,089 \text{ кА}$ $B_{к.} = 89,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1].

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (46)$$

По току [1]:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (47)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (48)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (49)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (50)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$z_{2доп} \approx r_{2доп} . \quad (51)$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (52)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} , \quad (53)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН выберем трансформатор тока марки ТВГ-110-0,5/400 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом} . \quad (54)$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (55)$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 . \quad (56)$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.} \quad (57)$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.} \quad (58)$$

Таблица 9 – Каталожные и расчетные данные ТВГ-110-0,5/400 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_p = 47,7 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 18,089 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 428,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (59)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDН1А	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне СН выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ–110-У1.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 66,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

5.5 Выбор шинных конструкций 110 кВ

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (60)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (61)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (62)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (63)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 6 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (64)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200$ °С;
- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400$ °С;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 605$ А, радиус провода $r_0 = 1,08$ см. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 700$ см.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ А} \quad (65)$$

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А} \quad (66)$$

$$605 \geq 231 \quad (67)$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (68)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (69)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода
(для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (70)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (71)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.} \quad (72)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см} \quad (73)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.} \quad (74)$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см},$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см},$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

5.6 Выбор ОПН 110 кВ

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нрo}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

– удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до

60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{\text{пи}}$ длительностью $T_{\text{пи}}=2000\text{мкс}$, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{\text{ост.к}}$, кВ. Коммутационный импульс тока $I_{\text{к}}$ имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозových перенапряжений $U_{\text{ост.г}}$. Грозовой импульс тока $I_{\text{г}}$ имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{\text{вб}}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения крышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{\text{п}}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{\text{ут}}$, мм.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ГПП.

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{\text{нро}} > U_{\text{нс}} , \quad (67)$$

где $U_{\text{нс}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ограничитель ОПН 110/40,5-10(I)УХЛ1 [6].

Для исключения взрывного разрушения крышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности $I_{\text{вб}}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20)I_{кз} \quad (68)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,297 = 5,16 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН 110/40,5-10(I)УХЛ1 составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\Theta = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (69)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 96 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 500 \text{ Ом}$, [6];

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (70)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$, [6];

l – длина защищенного подхода, [6].

$$U = \frac{127}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 127} = 120,86 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (71)$$

где β – коэффициент затухания волны, [6];

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 7,326 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(120.86 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 7,326 \cdot 2 = 139.87 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (72)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{139.87}{110} = 1.27 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 7 кДж/кВ, что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/110/40,5/10/ЗУХЛ1

5.7 Выбор КРУ 35 кВ

Для распределительного устройства 35 кВ выбираем комплектное распределительное устройство среднего напряжения в металлической оболочке с воздушной изоляцией типа UniGear ZS3.2 фирмы АББ с выкатными элегазовыми выключателями типа HD-4, измерительными трансформаторами тока (ТПУ-7) и напряжения (ТJP-7).

Металлические перегородки отделяют отсеки КРУ друг от друга, а токоведущие части с воздушной изоляцией. Модульная конструкция комплектного распределительного устройства позволяет осуществлять простой выбор компонентов, необходимых для любого применения. Функциональные отсеки КРУ гарантировано защищены от внутренней дуги в соответствии со стандартом МЭК 62271200. Все операции по установке, эксплуатации и техобслуживанию можно выполнять с передней стороны шкафа. Управление коммутационными устройствами и заземлителями осуществляется с передней стороны при закрытой двери. Шкафы КРУ можно устанавливать тыльной частью к стене.

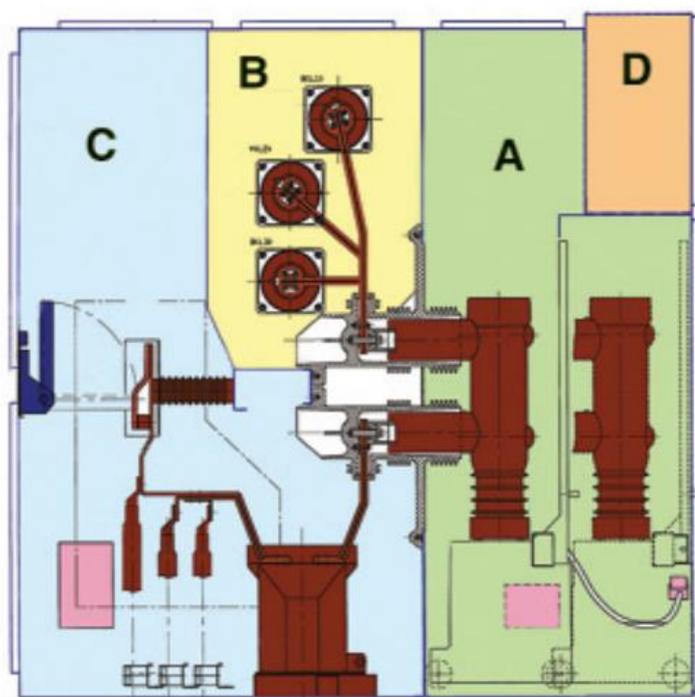


Рисунок 3 – Конструкция шкафа КРУ 35 кВ UniGear ZS3.2

Каждый шкаф комплектного распределительного устройства состоит из трех силовых отсеков: отсек выключателя А, отсек сборных шин В и кабельный отсек С (рисунок 3). Каждое устройство оснащено низковольтным отсеком D, в котором находятся все вспомогательные приборы. Ко всем отсекам распределительного устройства имеется доступ с передней стороны, и техническое обслуживание может производиться при нахождении КРУ у стены. Отсеки разделены между собой металлическими перегородками.

Произведем проверку встроенного в КРУ высоковольтного оборудования.

$$I_{max} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,039 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс на 35 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = 1 + 0,06 = 1,06 \text{ с}.$$

Расчетные значение термической устойчивости:

$$B_k = 4,446^2 \cdot (1,06 + 0,03) = 21,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 32}{100} = 22,627 \text{ кА},$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 4,446 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 4,505 \text{ кА}.$$

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУ 35 кВ UniGear ZS3.2-40-3150-31,5 HD УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p,max} = 1039 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 10,11 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 2975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 21,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл,ном}$
$I_{a,ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{at} = 4,505 \text{ кА}$	$I_{a,t} \leq i_{a,ном}$

5.8 Выбор КРУ 6 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;

- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

5.9 Выбор аккумуляторных батарей

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего РУ.

Аккумуляторная батарея может работать в режиме заряда на длительно включенную нагрузку. При этом напряжение на элементах снижается, и, чтобы обеспечить нормальную работу батареи при аварийном набросе нагрузке, ее необходимо заряжать раз в двое суток. Заряд осуществляется от преобразовательного агрегата двигатель-генератора. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

На электростанциях и крупных подстанциях аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда. В схеме аккумуляторной батареи предусматриваются зарядно-подзарядное устройство или отдельные зарядный и подзарядные агрегаты. Аккумуляторные батареи, устанавливаемые на электростанциях, имеют устройство для регулирования числа элементов, присоединенным к шинам.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на ТЭС составляют следующие приемники: аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и РЗ; приводы выключателей, автоматов, контакторов; аварийное освещение; электродвигатели аварийных насосов

системы уплотнения смазки агрегатов; электродвигатели аварийных маслонасосов системы регулирования турбин.

Аккумуляторные батареи могут работать в режиме постоянного подзаряда как без добавочных элементов и элементного коммутатора, так и при наличии этих устройств. При эксплуатации аккумуляторных батарей с элементными коммутаторами концевые элементы часто бездействуют, подвергаются саморазряду и сульфатируются. Наблюдается разная степень заряженности отдельных элементов. Для устранения сульфатации и выравнивания отстающих элементов батареи подвергают уравнительному заряду. При уравнительном заряде батарея предварительно разряжается током 10-часового режима до напряжения 1,8 В на элемент. Затем нормально заряжается тем же током (до появления признаков заряженности: сильного газообразования, возрастания напряжения до 2,6—2,8 В на элемент, увеличения плотности электролита до 1,20— 1,21 г/см³), и оставляется в покое на 1 ч. Заряды с такими перерывами продолжаются до тех пор, пока батарея не получит двух-трехкратной номинальной емкости.

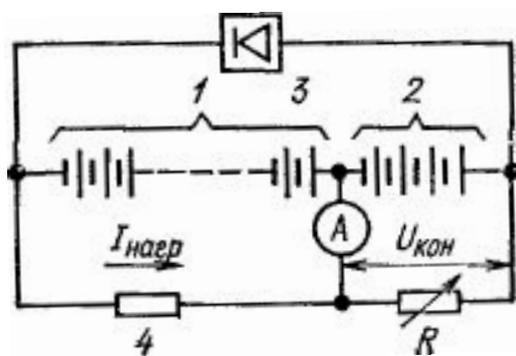


Рисунок 3 – Принципиальная схема постоянного подзаряда концевых элементов батареи от общего подзарядного агрегата:

1 — основные элементы; 2 — концевые элементы; 3 — подзарядное устройство; 4 — сопротивление нагрузки; R — балластный резистор

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Временную нагрузку для подстанций 110-220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{сп} \quad (73)$$

$$I_{ав} = 30 + 70 = 100 \text{ А}.$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав} \quad (74)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А}.$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более 1,1 $U_{НОМ}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В [14].

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{э}} \quad (75)$$

$$n = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл.} \quad (75)$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{m \max} \quad (76)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \max} = I_{ae} + I_{np}$ – максимальный толчковый ток;

I_{np} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{np} = 5 \text{ A}$.

$$I_{m \max} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A};$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ A} \geq I_{m \max} = 110 \text{ A}.$$

Выполним проверку батареи по допусжаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} \quad (77)$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n, \quad (78)$$

$$U_{ост} = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ B},$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (79)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9\%.$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\%.$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Выбор системы оперативного тока

На ответственных объектах в качестве источника оперативного тока используется аккумуляторная батарея.

Принято считать аккумуляторную батарею наиболее надежным источником оперативного тока. Напряжение на аккумуляторной батарее не зависит от величины напряжения на подстанции, мощности батареи достаточно для операции включения любого выключателя на объекте. Учитывая высокую стоимость и необходимость постоянного обслуживания обычных стационарных аккумуляторных батарей, они ранее устанавливались на ЭС и крупных подстанциях 110-330 кВ.

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного от подзаряда от специальных выпрямителей (типа ВАЗП, ВУК), который подключен на шины и одновременно обеспечивает стабилизацию напряжения на шинах оперативного тока. Как правило, в работе должно быть два ВАЗП.

При отсутствии подзаряда аккумуляторная батарея в течение нескольких часов может потерять свой заряд за счет ее разряда на нагрузку подстанции, и устройства защиты и автоматики не смогут включить выключатель.

Схема питания приемников постоянного оперативного тока энергообъекта должна учитывать особую ответственность управляемых и контролируемых с помощью постоянного тока объектов – присоединений главной схемы, обеспечивающих энергоснабжение потребителя.

Питание приемников в сети постоянного тока должно выполняться с повышенной надежностью. С этой целью питание приемников разного назначения выполняется от отдельных независимых сетей: питание электромагнитов включения – от силовой сети, питание цепей управления, защиты, автоматики – от сети оперативного управления, питание цепей сигнализации – от сети сигнализации. При этом схема выполняется так,

чтобы повреждение в одной сети не нарушало нормальную работу приемников, питающихся от другой сети, а каждая сеть обеспечивалась резервным питанием.

При замыканиях на землю на одном из полюсов должна быть возможность быстрого определения поврежденного участка без нарушения работы исправных участков сети, для этого сети нужно секционировать.

Для особо ответственных сетей (управления и защиты) предусматривается возможность перевода участков или отдельных цепей с пониженной изоляцией на шины, питаемые от независимого источника, пока не будет обнаружено и устранено место повреждения.

Щиты управления, расположенные в разных цехах, получают независимое питание от щита постоянного тока аккумуляторной батареи, обычно располагаемого в помещении ГЩУ или около аккумуляторной батареи. На тепловых электростанциях с блочными схемами управление технологическими блоками и всеми механизмами блоков осуществляется с блочных щитов управления, имеющих свою аккумуляторную батарею и щит постоянного тока. Наиболее ответственными являются цепи, управляемые с центрального и блочных щитов, вследствие чего питание цепей управления и защиты на этих щитах обеспечивается с наибольшей надежностью; над панелями вдоль периметра щита прокладываются шинки, разделенные на несколько секций, каждая из которых питается отдельной линией от шин аккумуляторной батареи. Между секциями предусмотрены перемычки с рубильниками, позволяющими подать питание на секцию от соседней секции при повреждении питающей линии.

Присоединения КРУ, управляемые с места, не имеют звукового контроля цепей управления. Соответственно питающие цепи управления и сигнализации здесь совмещены. Однако структура резервирования питания и принципы секционирования остаются теми же. Аналогично выполнено и питание силовых цепей постоянного тока КРУ и ОРУ, питающих контакторы включения и соленоиды отключения приводов выключателей. На

проектируемой подстанции выбираем систему постоянного оперативного тока.

6.2 Выбор сечения проводов оперативных цепей постоянного тока

Произведём выбор сечения проводов оперативных цепей постоянного тока. Расчетное сечение проводов оперативных цепей (цепей сигнализации) рассчитывается по заданной величине потери напряжения:

$$q_{\text{пр.р}} = \frac{2}{10 \times \gamma \times U_n} \frac{I \times l}{\Delta U_{\text{доп}}}, \quad (84)$$

где U_n – номинально напряжение сети, кВ;

I – ток нагрузки, А

l – длина участка цепи, м;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое падение напряжения, равное 10%.

Сечение провода $q_{\text{пр}}$ принимаем ближайшее большее стандартного сечения.

Расчёт сечения проводов оперативных цепей сведен в таблицу.

Таблица 15 – Расчёт сечения проводов оперативных цепей.

Участок	l , м	$I_{\text{нагр}}$, А	U_n , В	$\Delta U_{\text{доп}}$, %	$q_{\text{пр.р}}$, мм ²	$q_{\text{пр}}$, мм ²	$r_{\text{пр}}$, Ом	ΔU , В
Q1АТК-101 (Q1АТК-103, Q1АТ-104, Q2АТ1-102, Q2АТК-103, Q2АТК-104)	215	1,0	220	10	0,343	1,5	2,515	2,286
Q1АТК-102 (Q2АТК-102)	215	3,0	220	10	1,029	1,5	2,515	6,858
Q1АТК-192 (Q1АТК-192, Q2АТК-191, Q2АТК-192, QСК-192, QСК-193)	30	1,0	220	10	0,048	1,5	0,351	0,319
QW7К-192 (QW8К-192, QW11К-192, QW12К-192)	33	1,0	220	10	0,053	1,5	0,386	0,351
СТК1-190 (СТК1-191, СТК2-190, СТК2-191)	36	0,003	220	10	0,000	1,5	0,421	0,001
СТК1-192 (СТК2-192)	25	1,0	220	10	0,040	1,5	0,292	0,266
ЕН-100	218	1,5	220	10	0,522	1,5	2,550	3,477
ЕН-190 (ЕН-191)	41	1,5	220	10	0,098	1,5	0,480	0,654
ЕС-100 (ЕС-110)	218	12,9	220	10	4,485	6,0	0,637	7,475
ЕС-101 (ЕС-111)	218	15,9	220	10	5,528	6,0	0,637	9,214
ЕС-102 (ЕС-112)	218	6,5	220	10	2,260	2,5	1,530	9,040
ЕС-103 (ЕС-113)	231	2,27	220	10	0,836	1,5	2,702	5,575

6.3 Выбор автоматического выключателя защиты оперативных цепей постоянного тока.

Автоматический выключатель (АВ) выбирается по параметрам:

а) Номинальное напряжение автоматического выключателя должно быть не ниже напряжения сети:

$$U_{\text{АВ.ном}} \geq U_{\text{сети}}, \quad (84)$$

б) Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя должен быть не менее наибольшего возможного тока длительной нагрузки в его цепи:

$$I_{\text{АВ.ном}} \geq I_{\text{нагр}}, \quad (85)$$

где $I_{\text{АВ.ном}}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.

в) Максимальный допустимый при КЗ ток расцепителя автоматического выключателя должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки этого защитного аппарата.

г) Коэффициент чувствительности автоматического выключателя должен обеспечивать чувствительность по условию:

$$\frac{I_{\text{кз.ц.мин}}}{K_{\text{отс}} \times I_{\text{ном.ав}}} = K_{\text{ч}} \geq 1,1 \times K_{\text{р}}, \quad (86)$$

где $I_{\text{кз.ц.мин}}$ – минимальный расчетный ток короткого замыкания в расчетной точке цепи постоянного тока, А;

$K_{\text{отс}}$ – кратность токовой отсечки электромагнитного расцепителя;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент разброса срабатывания автоматического выключателя.

Расчётная проверка АВ оперативных цепей постоянного тока приведена в таблице.

Таблица 16 – Расчётная проверка АВ оперативных цепей постоянного тока.

Место защитного аппарата	Ikз.макс, А	Ikз.мин, А	Ирасч.цепи, А (Iэмв, А)	Ir.цеп.эмв, А	Ином.ав, А	Rц, Ом	Rэмв, Ом	Котс	Хар-ка АВ	1,1 x Kр	Kч
ЕС-100 (ЕС-101, ЕС-110, ЕС-111)	342	265,4	15,9	--	16	2,585	--	10	С	1,463	1,659
ЕС-102 (ЕС-112)	139,6	108,4	5	--	6	2,702	--	10	С	1,463	1,807
ЕС-103 (ЕС-113)	84,29	65,43	3	--	4	2,702	--	10	С	1,463	1,636

6.4 Расчёт тока короткого замыкания оперативных цепей постоянного тока

Ток короткого замыкания аккумуляторной батареи (АБ) вычисляется по закону Ома:

$$I_{кз\ аб} = \frac{U_{эл.аб} \times N_{эл.аб}}{R_{аб} \times N_{эл.аб}}, \quad (87)$$

где $I_{кз\ аб}$ – ток короткого замыкания на выводах АБ, А;

$U_{эл.аб}$ – напряжение на элементе АБ, В;

$N_{эл.аб}$ – количество элементов АБ, шт;

$R_{аб}$ – внутреннее сопротивление элемента АБ, мОм.

Ток короткого замыкания в расчетной точке цепи постоянного тока:

$$I_{кз.ц} = \frac{U_{эл.аб} \times N_{эл.аб}}{R_{аб} \times N_{эл.аб} + R_{ц}}, \quad (88)$$

где $I_{кз.ц}$ – ток короткого замыкания в расчетной точке цепи постоянного тока, А;

$R_{ц}$ – сопротивление цепи от АБ до расчетной точки, рассчитывается из формулы, Ом.

Расчёт тока короткого замыкания цепи постоянного тока приведен в таблице.

Таблица 17 – Расчёт тока короткого замыкания цепей постоянного тока

Участок	Uэл.аб. макс, В	Uэл.аб. мин, В	Nэл.аб, шт	Rаб, мОм	q пр.ц, мм ²	L пр.ц, м	Rпр.ц, Ом	Iкз.аб. макс, А	Iкз.аб. мин, А	Iкз.ц. макс, А	Iкз.ц. мин, А
ЕС-100 (ЕС-101, ЕС-110, ЕС-111)	2,19	1,7	105	0,25	6	221	0,646	8760	6800	342	265,4
ЕС-103 (ЕС-113)	2,19	1,7	105	0,25	1,5	231	2,702	8760	6800	84,29	65,43
ЕС-102 (ЕС-112)	2,19	1,7	105	0,25	2,5	231	1,621	8760	6800	139,6	108,4

6.5 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления [13].

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное

потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. В частности, эти преимущества заключаются в следующем:

- повышении аппаратной надежности, массы и габаритов устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;

- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;

- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);

- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;

- принципиально новых возможностей управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;

- технологичности производства.

6.6 Основные типы защит трансформаторов

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из

масла горючих газов, понижение уровня мас-ла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслужи-вающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На подстанции Горелое 35/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов ТДТН-40000/110/35. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-ТЗ».

6.7 Выбор защит трансформаторов

В соответствии с ПУЭ [7], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах силовых трансформаторов ПС «Горелое» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Защиту автотрансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-ТЗ» может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.). Устройство «Сириус-ТЗ» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя [16].

6.8 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}}, \quad (89)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном.N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \text{ А},$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,95 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТР.ТТ.N}}, \quad (90)$$

где $K_{ТР.ТТ.N} = I_{н.ТТ.П} / I_{н.ТТ.В}$ – коэффициент трансформации измерительного

трансформатора тока стороны N;

$I_{н.ТТ.П}$, $I_{н.ТТ.В}$ – первичный и вторичный номинальные токи

трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{ТР.ТТ.ВН} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{ТР.ТТ.НН} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{ном.втор.ВН} = \frac{65,98}{40} = 1,65 \text{ А}$$

$$I_{ном.втор.НН} = \frac{209,95}{120} = 0,55 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \leq 5$$

$$I_{ном.ВН} = 1,65 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{ном.НН} = 0,55 \text{ А, выбираем } 1 \text{ А}$$

6.9 Дифференциальная защита трансформаторов

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

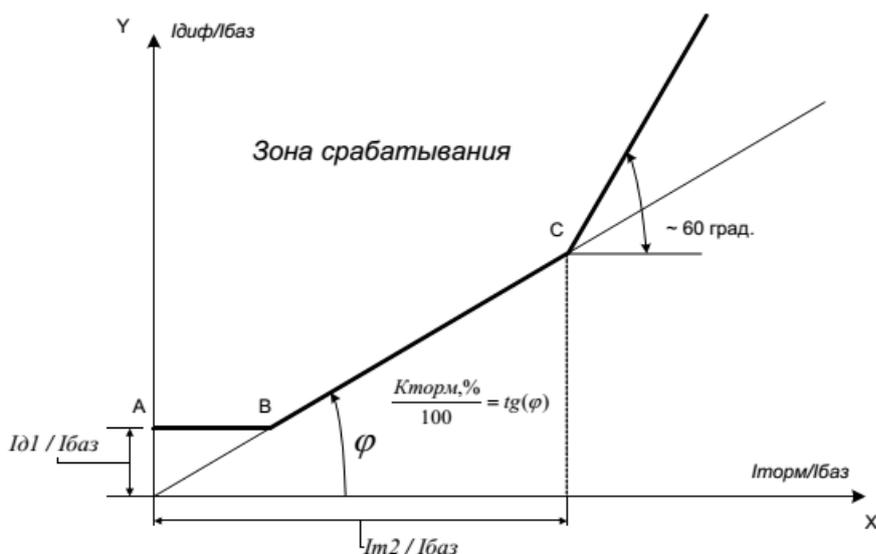


Рисунок 4 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм, \%}$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм, \%}$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (91)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (92)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (93)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (94)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (95)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плечв терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{расч}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{нб.расч} = (1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{сн.т.} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (96)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{торм} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч} / K_{сн.т.} \quad (97)$$

$$K_{торм} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{т2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{баз}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных

перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

6.10 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{нб.расч*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{расч*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

6.11 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_v} \cdot I_{раб.макс}, \quad (98)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Для городских сетей общего назначения принимаем $K_{зап}=2,5$;

K_v – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб,макс}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 92,38 = 307,92 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 293,92 = 979,75 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (99)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{308} = 13,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^3}{979,75} = 3,87 > 1,5$$

6.12 Релейная защита шин

Системы шин распределительных устройств находятся в относительно благоприятных условиях эксплуатации (по сравнению с линиями). Они расположены на территории станции или подстанции и защищены от грозových перенапряжений.

И, хотя вероятность повреждения невелика, последствия могут быть очень тяжелыми. КЗ на шинах часто сопровождается отключением целой подстанции или даже электростанции. Поэтому любое повреждение на шинах должно быть устранено как можно быстрее. Для этой цели часто используются резервные защиты питающих элементов - линий, трансформаторов, генераторов. Обычно это МТЗ или дистанционные защиты. Эти защиты могут быть и основными, и единственными, если шины подстанции питаются от одного источника и несекционированы. В основном такое решение применяется на маломощных подстанциях.

Если к шинам присоединено несколько источников или имеется две системы сборных шин, или сборные шины секционированы секционным

выключателем, отключение КЗ резервными защитами получается неселективным.

В таких случаях применяются специальные защиты: токовые и дифференциальные.

Токовая защита применяется на шинах напряжением 6-10 кВ и как исключение 35 кВ.

В случае если от секционированных шин подстанции с включенным секционным выключателем отходят реактированные линии, защиту шин можно выполнить в виде токовой мгновенной отсечки.

Ток срабатывания защиты выбирается больше тока КЗ за реактором. Защита действует на отключение секционного выключателя без выдержки времени.

При наличии не реактированных линий применяются токовые отсечки с выдержкой времени и МТЗ. Ток срабатывания и выдержка времени выбираются из условия отстройки от тока срабатывания и выдержки времени защит потребителей, например, защит отходящих линий.

Время срабатывания защиты выбирается больше времени срабатывания защиты потребителей.

Защиты действуют на отключение секционного выключателя. Отключение трансформатора происходит под действием его резервной защиты.

Для защиты шин напряжением 110 кВ и выше (а в ответственных случаях для шин 35 кВ) применяется полная дифференциальная защита.

Для выполнения защиты на всех присоединениях устанавливают трансформаторы тока, обмотки которых соединяются параллельно.

Особенности выполнения дифференциальной защиты шин:

1. Для правильной работы защиты необходимо чтобы трансформаторы тока всех присоединений имели одинаковые коэффициенты трансформации.

2. Так как трансформаторы тока находятся в неодинаковых условиях, то имеет место большой ток небаланса.

Для уменьшения тока небаланса принимают следующие меры:

- применяют трансформаторы тока класса Д, имеющие не насыщающийся сердечник;
- уменьшают сопротивление соединительных проводов, завышая их сечение.
- дифференциальную схему собирают непосредственно на распределительном устройстве, а к реле протягивают лишь два провода;
- применяют реле с БНТ или торможением.

Ток срабатывания реле дифференциальной защиты одиночной секционированной системы шин и пусковых органов защиты двойной системы шин с фиксированным распределением присоединений выбирается по большему значению тока, полученному из условий:

1) отстройки от максимального тока нагрузки в случае обрыва токовых цепей ТТ наиболее загруженного присоединения на защищаемых шинах

$$I_{\text{нагр.мах}} = 167.6 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1.2 \cdot 167.6 = 201.12 \text{ А};$$

2) отстройки от максимального тока небаланса в дифференциальном контуре защиты при переходном режиме внешнего КЗ на одном из присоединений

$$I_{\text{к.мах}} = 5100 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.п}} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 5100 = 510 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.и}} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 4113 = 411.3 \text{ А};$$

Так как $I_{\text{с.з.}} < I_{\text{с.з.п}}$ и $I_{\text{с.з.}} < I_{\text{с.з.и}}$ принимаются значения $I_{\text{с.з.п}}$ и $I_{\text{с.з.и}}$.

Расчетное число витков реле РНТ-565 пусковых и избирательных органов защиты определяют по формуле

$$\omega_{\text{и,расч}} = 100 \cdot \frac{100}{510} = 19.6 \text{ витка};$$

$$\omega_{\text{п,расч}} = 100 \cdot \frac{100}{411.3} = 24.3 \text{ витка};$$

Обычно витки (токи срабатывания) реле защиты шин принимают

одинаковыми. Ближайшее меньшее значение числа витков w , которое можно установить на лицевой плате реле РНТ-565 для данного случая, составляет:

$$\omega = \omega_{\text{и}} = \omega_{\text{п}} = 19 \text{ витков};$$

Фактические токи срабатывания реле при этом будут равны:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{\omega} = \frac{100}{19} = 5.3 \text{ А};$$

Уточненные значения первичного тока срабатывания реле РНТ-565

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{с.з.п}} = I_{\text{с.з.и}} = I_{\text{с.р.}} \cdot K_{\text{I}} = 5.3 \cdot 100 = 530 \text{ А};$$

Минимальный коэффициент чувствительности при однофазном КЗ на шинах составит:

$$k_{\text{ч.мин}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{4363}{530} = 8.2;$$

Коэффициент чувствительности для защит шин должен быть не менее 2. При использовании АПВ шин в режиме подачи напряжения на шины от одного из питающих присоединений допускается снижение коэффициента чувствительности до 1,5.

Ориентировочное значение тока срабатывания сигнального органа СО контроля целостности токовых цепей защиты на реле РТ-40/0,6 может быть найдено:

$$I_{\text{с.р.к}} = 1.05 \cdot 167.6 \cdot \frac{0.1}{100} = 0.176;$$

Проверку термической стойкости сигнального реле производят потоку обрыва:

$$I_{\text{обр}} = \frac{167.6}{100} = 1.68 \text{ А};$$

Принимаем реле тока типа РТ-40/0,6 со шкалой 0,3—0,6 А, которое термически стойко при токе 3,5 А.

6.13 Автоматика на подстанции Горелое

В ЕЭС России и изолированно работающих энергосистемах России должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление,

предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством противоаварийной автоматики, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращения нарушения устойчивости;
- ликвидации асинхронных режимов;
- ограничения снижения или повышения частоты;
- ограничения снижения или повышения напряжения;
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень ЕЭС России - координирующая система противоаварийной автоматики;
- уровень объединенной или региональной энергосистемы - централизованная система противоаварийной автоматики;
- уровень объектов электроэнергетики - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

Автоматику ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования выполняют в виде локальных противоаварийных автоматик.

К устройствам противоаварийной автоматики относятся:

- устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

Функции противоаварийного управления реализуются противоаварийной автоматикой посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС;
- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- деление энергосистемы (ДС) на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-

диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных

субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная автоматика параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

Централизованная система противоаварийной автоматики

Централизованная система противоаварийной автоматики предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

Архитектура централизованная система противоаварийной автоматики должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики и каждым из низовых устройств.

ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной

автоматики должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:

- приема и обработки телеметрической информации из ОИК;
- оценивания состояния и формирования текущей расчетной модели энергосистемы;
- определения УВ для заданного набора пусковых органов на основе расчетов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);
- передачи в низовые устройства централизованная система противоаварийной автоматики таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- обмена технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей централизованная система противоаварийной автоматики, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с координирующей системой противоаварийной автоматики, а также с централизованная система противоаварийной автоматики смежных энергосистем.

Предельная величина расчетного цикла централизованная система противоаварийной автоматики не должна превышать 30 с.

Расчетная модель централизованная система противоаварийной автоматики должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы).

Низовые устройства централизованная система противоаварийной автоматики должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- приема и запоминания рассчитанных ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- фиксации срабатывания пусковых органов;
- выбора УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;

- реализации УВ посредством централизованная система противоаварийной автоматики;

- передачи в ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики информации о срабатывании и реализованных УВ.

Между каждым из низовых устройств централизованная система противоаварийной автоматики и ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики должны быть организованы каналы связи. При выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы.

Координирующая система противоаварийной автоматики

Координирующая система противоаварийной автоматики предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем в целях оптимизации параметров настройки централизованная система противоаварийной автоматики и минимизации управляющих воздействий.

Координирующая система противоаварийной автоматики должна осуществлять координацию централизованная система противоаварийной автоматики путем задания централизованная система противоаварийной автоматики следующих противоаварийная параметров:

- внешних эквивалентов для расчетных моделей централизованная система противоаварийной автоматики;

- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий централизованная система противоаварийной автоматики.

Координирующая система противоаварийной автоматики должна устанавливаться в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционную зону которого входят координируемые

централизованная система противоаварийной автоматики энергосистем.

Между координирующей системой противоаварийной автоматики и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых централизованная система противоаварийной автоматики должны быть организованы каналы связи. При выявлении неисправности координирующая система противоаварийной автоматики или каналов связи централизованная система противоаварийной автоматики должны автоматически переходить в автономный режим работы.

Автоматика ликвидации асинхронного режима

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронных полнофазных и неполнофазных режимов электрической сети.

Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем ДС.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает УВ на ОГ или ОН в целях ресинхронизации, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС.

На всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением от 110 до 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при коротких замыканиях;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.

В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение.

Для устройств АЛАР, не использующих действие на ОН или ОГ в целях ресинхронизации, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима.

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

Автоматика ограничения снижения частоты

Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

В зависимости от выполняемых функций устройства АОСЧ подразделяют на устройства:

- автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);

- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);
- частотной делительной автоматики (ЧДА);
- частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

Автоматический частотный ввод резерва

Устройства АЧВР предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объема срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.

Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений в диапротивоаварийная автоматиказоне от 49,4 до 49,7 Гц.

Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

Автоматическая частотная разгрузка

Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться:

- для устройств АЧР-1 - в диапротивоаварийная автоматиказоне от 46,5 до 48,8 Гц;
- для устройств специальной очереди АЧР - в диапротивоаварийная

автоматиказоне от 49,0 до 49,2 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне противонаварийная автоматиказоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.

Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 несовмещенной;
- АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной, входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60% объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне противонаварийная автоматиказоне от 48,7 до 49,1 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне противонаварийная автоматиказоне от 5 до 70 с.

Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60% максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее - расчетный объем потребления), в том числе:

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, - не менее 50% расчетного объема потребления (из них устройствами специальной очереди АЧР - не менее 3% расчетного объема потребления);

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несовмещенной, - не менее 10% расчетного объема потребления.

Дополнительная автоматическая разгрузка

Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части

энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45% нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

Частотная делительная автоматика

Устройства ЧДА предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

Устройства ЧДА должны действовать на ДС в целях выделения ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего оборудования.

Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

Невозможность установки устройств ЧДА должна оформляться решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне: автоматика зона:

- 1-я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц/от 0,3 до 0,5 с;
- 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц/от 30 до 40 с.

При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 мин.

Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать

баланс активной мощности в указанном районе.

Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА на питание собственных нужд или на изолированный район. Указанная проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем ТЭС в рамках создания ЧДА, а также при значительном изменении схемы электрической сети или нагрузки потребителей выделяемого района. Проверку выполняют путем проведения испытаний или имитационным моделированием.

При необходимости на ТЭС должна устанавливаться автоматика, предназначенная для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:

- должна контролировать величину и продолжительность снижения напряжения на шинах ТЭС, величину тока статора генераторов ТЭС, а также при необходимости величину и скорость изменения реактивной мощности генераторов ТЭС и может использовать в качестве дополнительных пусковых органов фиксацию отключения ЛЭП прилегающей к ТЭС электрической сети;

- может выполняться апротивоаварийная автоматика ратно совмещенной с ЧДА.

Частотное автоматическое повторное включение

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапротивоаварийная автоматика зоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 с.

Устройства ЧАПВ должны устанавливаться прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

Автоматика ограничения повышения частоты

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безоперативной автоматикасности турбин ТЭС и АЭС.

Устройства АОПЧ должны устанавливаться на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц, с учетом действия первичного регулирования частоты.

Уставки устройств АОПЧ по частоте должны находиться в диапазоне от 51,0 до 53,0 Гц.

Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.

Действие устройств АОПЧ должно производиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.

Автоматика ограничения снижения напряжения

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости

генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

Возможна организация контроля других противоаварийная автоматика параметров электроэнергетического режима (изменение реактивной мощности, скорость снижения напряжения, ток ротора генератора).

В сетях напряжением 330 кВ и выше устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средства компенсации реактивной мощности (СКРМ).

В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ либо на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты (РЗ), автоматического ввода резерва, АПВ.

Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

Автоматика ограничения повышения напряжения

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше, длиной не менее 200 км, с каждой стороны ЛЭП.

Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

Устройства АОПН должны выполняться двухступенчатыми и

контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:

- с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ;
- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Вторая ступень должна контролировать мгновенное значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

Защиты СКРМ должны блокировать действия устройства АОПН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.

В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) АОПН.

Автоматика ограничения перегрузки оборудования

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.

АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;
- изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.

Первая ступень должна действовать на сигнал, последняя - на отключение перегружаемых ЛЭП и оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемых ЛЭП и оборудования.

Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.

В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.

При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети АОПО должно выбирать вид УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики

Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве противоаварийной автоматики:

- функций РЗ и противоаварийной автоматики;
- функции АПНУ с другими функциями противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистем.

Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств противоаварийной автоматики.

В случае аппаратного совмещения в одном устройстве нескольких функций противоаварийной автоматики:

- неисправность или отказ одной из функций не должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства в целом;
- функции противоаварийной автоматики должны дублироваться другим устройством.

Реализация УВ от устройств и комплексов противоаварийной

автоматики на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети должны осуществляться без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

Реализация УВ от устройств и комплексов противоаварийной автоматики на КРТ, ДРТ, АЗГ, ЭТ, изменение режимов работы управляемых элементов электрической сети должны осуществляться через системы управления оборудованием объектов электроэнергетики.

Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов противоаварийной автоматики с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы противоаварийной автоматики должны предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок.

Перевод устройства противоаварийной автоматики с одной группы уставок на другие должен осуществляться как на самом устройстве противоаварийной автоматики, так и дистанционно.

При неисправности измерительных цепей тока и/или напряжения устройство противоаварийной автоматики, в алгоритмах которого используются замеры тока и/или напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций противоаварийной автоматики.

Устройство противоаварийной автоматики не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

После перерывов питания любой длительности устройство противоаварийной автоматики должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 с с момента подачи питания.

Устройство противоаварийной автоматики должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной

безопасности, действующим на территории Российской Федерации. На объектах электроэнергетики должен быть проведен анализ электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому.

Устройство противоаварийной автоматики должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства.

В устройстве противоаварийной автоматики должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании в АСУ ТП и во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

Для выполнения функции внутренней регистрации устройства противоаварийной автоматики должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

В устройстве противоаварийной автоматики должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

На объектах электроэнергетики на устройства и комплексы противоаварийной автоматики, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:

- паспорта-протоколы;
- инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств и комплексов противоаварийной автоматики;
- методические указания по наладке и проверке устройств и комплексов противоаварийной автоматики;
- технические данные об устройствах противоаварийной автоматики;
- карты уставок;
- методики расчета настройки устройств противоаварийной автоматики с примерами расчетов;
- исполнительные рабочие схемы, алгоритмы функционирования

(принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);

- программы технического обслуживания устройств и комплексов противоаварийной автоматики;

- бланки и/или программы (типовые бланки и/или программы) переключений по вводу в работу и выводу из работы устройств и комплексов противоаварийной автоматики;

- структурные схемы внешних соединений, клеммных рядов. 9

6.14 Сигнализация на подстанции Горелое

Для построения систем центральной сигнализации (ЦС) на подстанциях служит устройство «Сириус-ЦС». Оно позволяет обрабатывать сигналы, поступающие от микропроцессорных или электромеханических устройств защиты по шинкам сигнализации, фиксировать время появления и снятия сигналов от конкретных устройств защиты, подключаемых к дискретным оптронным входам, а также формировать сигналы обобщенной сигнализации. Его рабочий диапазон температур: от -20°C до $+55^{\circ}\text{C}$, а габаритные размеры не превышают 305x190x215 мм.

Система сигнализации крупной подстанции организуется с помощью нескольких блоков «Сириус ЦС», один из которых является блоком центральной сигнализации подстанции, а остальные – участковыми блоками сигнализации. В этом случае центральный блок формирует сигналы световой и звуковой сигнализации и сигналы телемеханики состояния подстанции.

Светодиоды блока отображают наличие сигнализации и состояние блинкеров участков. Участковые блоки формируют сигналы для центрального блока и сигналы телемеханики состояния участка, а их светодиоды указывают конкретное устройство, выдавшее сигнал.

«Сириус-ЦС» накапливает, обрабатывает, оперативно отображает информацию о состоянии объекта и по запросу передает ее на вышестоящий уровень. Устройство ЦС имеет четыре входа для подключения шинки сигнализации. Для каждого входа программируется тип сигнализации

(аварийная или предупредительная), выдержка срабатывания (от 0 до 99,99 с), номинальное значение импульса тока (50 или 200 мА).

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ РУ 110/35/6 кВ ПОДСТАНЦИИ ГОРЕЛОЕ

7.1 Заземление подстанции

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

Рабочее заземление – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Определение параметров контура заземления

Расчет заземления ОРУ в виде сетки. Определение стационарного и импульсного сопротивления.

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля.

Рассчитываемое ОРУ 110 кВ имеет размеры $A = 110$ м, $B = 50$ м.

1. Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \quad (102)$$

$$S = (110 + 2 \cdot 1.5) \cdot (50 + 2 \cdot 1.5) = 5989 \text{ м}.$$

2. Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимаем диаметр равный:

$$d = 12 \text{ мм}.$$

3. Производим проверку выбранного проводника по условиям:

- проверка сечения прутка по условиям механической прочности

$$R_{np} = \frac{D_{np}}{2} \quad (103)$$

$$R_{np} = \frac{12}{2} = 6 \text{ мм}$$

$$F_{мн} = 78,5, \text{ мм}^2.$$

- проверка сечения прутка по условиям термической стойкости

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{c.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (104)$$

где $t_{c.3} = 0,27$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости (для стали).

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5000^2 \cdot 0.33}{400 \cdot 21}} = 28,347 \text{ мм}^2.$$

- проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}),$$

где $S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k$

$T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = -0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (15 + 0,108) = 26,583 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\text{мн}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \quad (105)$$

$$F_{\text{мин}} \geq 26,583 + 28,347 = 54,93 \text{ мм}^2$$

4. Принимаем расстояние между полосами сетки $l_{n-n} = 6$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = A \cdot \frac{B + 2 \cdot 1.5}{6} + B \cdot \frac{A + 2 \cdot 1.5}{6}$$

$$L_T = 110 \cdot \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{6} + 50 \cdot \frac{110 + 2 \cdot 1.5}{6} = 1913,333 \text{ м}$$

$$\text{Количество полос по стороне А: } \frac{110 + 2 \cdot 1.5}{6} = 18,833.$$

$$\text{Количество полос по стороне В: } \frac{50 + 2 \cdot 1.5}{7} = 8,833.$$

Принимаем общее число горизонтальных полос:

$$n_T = 19 + 9 = 28.$$

5. Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 12$ м.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (106)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{12} = 25,796$$

Принимаем $n_B = 26$.

6. Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_\Gamma + n_B \cdot l_B} \right), \quad (107)$$

где A - коэффициент подобия, принимается по ЭТС (с.303) для принятой длины вертикальных электродов 1 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{1}{\sqrt{5989}} = 0,013;$$

Принимаем $A=0,4$.

7. Определяем стационарные сопротивления заземлителя:

$$R_{C1} = 450 \cdot \left(\frac{0,4}{77,389} + \frac{1}{1913,333 + 26 \cdot 1} \right) = 2,558 \text{ Ом};$$

$$R_{C2} = 15 \cdot \left(\frac{0,4}{77,389} + \frac{1}{1913,333 + 26 \cdot 1} \right) = 0,085 \text{ Ом}.$$

8. Находим импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (108)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 77,389}{(450 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,534$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 77,389}{(15 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,817;$$

9. Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u; \quad (109)$$

$$R_{u1} = 1,534 \cdot 0,853 = 0,491 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = R_{C2} \cdot \alpha_{u2} = 1,844 \cdot 0,028 = 0,05 \text{ Ом};$$

Сопrotивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как $0,491 < 0.5$ и $0,05 < 0.5$, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

7.2 Защита подстанции от прямых ударов молнии

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А - с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - с надежностью не менее 0,95 и $U \geq 500$ кВ

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Расчет зоны защиты образованной двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. Зоны защиты двух стержневых молниеотводов приведены на рисунке.

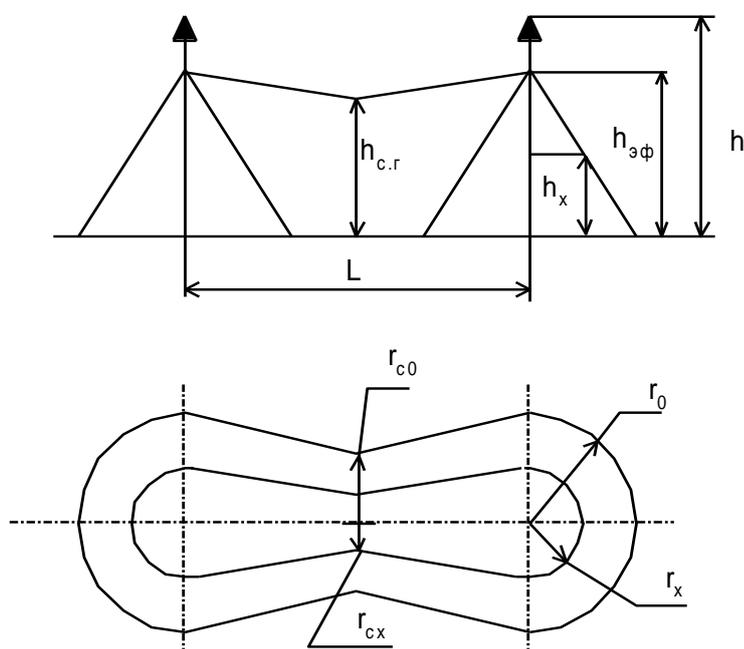


Рисунок 5 – Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Высота молниеотвода:

$$h = 19 \text{ м};$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = 42,164 \text{ м};$$

$$L_{M24} = 30 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \sqrt{h}$$

(110)

$$h_{эф} = 0,85 \sqrt{19} = 16,1 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002Чh)Чh \quad (111)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002Ч9)Ч9 = 20,178 \text{ м}$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_M < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 20,178 \text{ м.};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{C.G} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_M - h) \quad (113)$$

$$h_{C.G.12} = 16,1 - (0,17 + 0,0003 \cdot 19) \cdot (42,164 - 19) = 12,08 \text{ м};$$

$$h_{C.G.24} = 16,1 - (0,17 + 0,0003 \cdot 19) \cdot (30 - 19) = 14,217 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \frac{Ж}{И} - \frac{h_{лн} \frac{П}{Ш}}{h_{\text{эф}} \frac{П}{Ш}}, \quad (114)$$

$$r_x = 20,178 \frac{Ж}{И} - \frac{11 \frac{П}{Ш}}{16,1 \frac{П}{Ш}} = 6,434 \text{ м}$$

где $h_{лн}$ – высота линейного портала

$$h_{лн} = 11 \text{ м} – \text{для 110 кВ.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \frac{Ж}{И} \frac{h_{cз} - h_{лн} \frac{П}{Ш}}{h_{cз} \frac{П}{Ш}} \quad (115)$$

$$r_{cx12} = 20,178 \frac{Ж}{И} \frac{12,08 - 11 \frac{П}{Ш}}{12,08 \frac{П}{Ш}} = 1,804 \text{ м}$$

$$r_{cx24} = 20,178 \frac{14,217 - 11 \frac{14,217}{14,217}}{14,217} = 4,566 \text{ м}$$

$$r_x > r_{cx};$$

$$6,434 > 1,804;$$

$$6,434 > 4,566.$$

На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии.

7.3 Защита подстанции от набегающих волн перенапряжений

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

Все силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы 110 кВ и выше должны защищаться ОПН от грозовых и коммутационных перенапряжений. Выбор ОПН был произведен ранее.

Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения образующихся при ударах молнии в линию представляют опасность для подстанционного электрооборудования.

Защита изоляции оборудования РУ от набегающих по ВЛ грозовых волн основана на защите подходов воздушных линий к распределительному устройству, на определенной длине, при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн.

На линиях, выполненных на металлических опорах, защищенный подход выполняется снижением сопротивления заземления опор и уменьшения углов защиты тросов. Целью этих мероприятий является уменьшение вероятностей прорыва молнии через тросовую защиту и обратных перекрытий при ударах в опоры в пределах защищенного подхода к подстанции.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (129)$$

где $U_{\text{п.и}}$ – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения, $U_{\text{п.и}} = 750$ [1, с.278];

$U_{\text{ном}}$ – действующее значение линейного номинального напряжения.

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}) \text{ кВ}. \quad (129)$$

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (750 - 0,5 \cdot 110) = 704 \text{ кВ}.$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции трансформатора определяется из выражения:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \frac{2 \cdot a_{\text{доп}} \cdot l}{300} \quad (130)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{\text{ост}} = 554$;

l – расстояние от ОПН до трансформатора, $l = 9$ м.

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})}{2 \cdot l} \quad (131)$$

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (704 - 554)}{2 \cdot 9} = 475 \text{ кВ/мкс}.$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau}, \quad (132)$$

где $\Delta\tau$ – величина определяющая удлинение фронта набегающего импульса за счет его деформации под действием импульсной короны:

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k}, \quad (133)$$

где $h_{\text{пр.ср}}$ – средняя высота подвеса провода.

Согласно произведенным выше вычислениям

$$h_{\text{пр.ср}} = 19,97 \text{ м};$$

k – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ, $\Delta\tau = 1$ при одном проводом в фазе.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \text{ мкс/км.} \quad (134)$$

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.}$$

$$l_{3.\text{п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \text{ км.} \quad (135)$$

$$l_{3.\text{п}} = \frac{1000}{475 \cdot 0,9} = 2,34 \text{ км.}$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Распределительное устройство подстанции "Горелое" - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 110 "Горелое" разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более 65° . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и

разъединителей устанавливаются козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

8) в электроустановках напряжением 110 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производится дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50 °С; недоступные для прикосновения - выше 70 °С. Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;

включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;

отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции "Горелое" оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 10 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими.

Каждая секция (система) сборных шин РУ 110 кВ имеет два комплекта заземлителей. При наличии трансформаторов напряжения заземления

сборных шин следует осуществлять заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях: при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя; на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей; для защиты от наведенного напряжения;

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м (с учетом требований 4.2.57 и 4.2.58), а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки имеют отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираания их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м, а в ЗРУ - на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и являются съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние не менее 0,5 м или предусматривается площадка перед дверью для осмотра. Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Поскольку в проектируемом ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа обеспечивает удобство перемещения и разворота выкатных тележек. При однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении - длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ, его ширина составляет не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м, при длине более 60 м - два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ открываются наружу и имеют samozапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.[4]

8.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных

полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В стадии разработки находятся проекты замены воздушных линий на кабельные и подземной прокладки высоковольтных линий. В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия кабельной газоизолированной линии напряжением 500 кВ на окружающую среду. Линия находилась в эксплуатации с 1975 г. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Полоса отчуждения такой передачи изменяется от 7,5 до 30 м в ширину. Хотя на этих землях допускаются сельскохозяйственные работы, постройка домов и посадка крупных деревьев исключается. Электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии. [1]

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена, хотя существуют некоторые оговорки, о которых было сказано выше. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8—10 раз выше стоимости ВЛ). Существующие линии имеют небольшую длину (несколько километров) и прокладываются в местах, где строительство воздушной линии либо невозможно технически (широкие водные пространства), либо исключено по социально-экономическим причинам (в крупных городах и населенных пунктах).

Поскольку в основной части дипломного проекта питающие линии 110 кВ выполнены кабелем, следовательно, расчёт электромагнитных полей и акустических шумов от линии рассматриваться не будет.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень

гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

8.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Горелое

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС "Горелое" для маслonaполненного трансформатора ТДТН-40000/110 мощностью 40 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТДТН-40000/110

Масса трансформаторного масла – $M_{тр}=14500$ кг

Высота трансформатора – $H=5,4$ м

Длина трансформатора – $A=6,3$ м

Ширина трансформатора – $B=3,4$ м

Интенсивность пожаротушения – $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения – $t=1800$ с

Плотность масла – $\rho_{TM}=850$ кг/м³

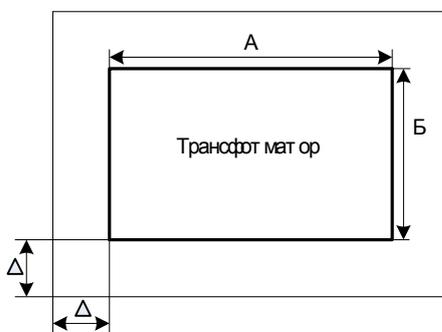


Рисунок 6 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м³ :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (136)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м²

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (137)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м²

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (138)$$

значение Δ принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м³

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (139)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{МП}}, \quad (140)$$

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{\text{мп + воды}} + h_z, \quad (141)$$

высота слоя гравия h_a составляет 0,25м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

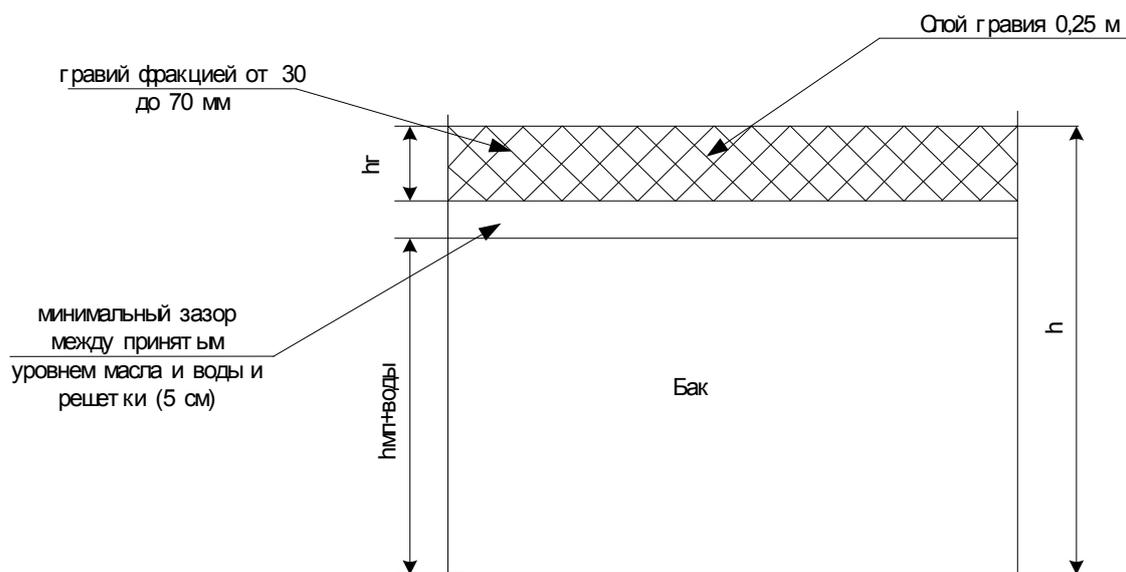


Рисунок 7 – Устройство маслоприемника.

8.4 Чрезвычайные ситуации

В части дипломного проекта, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Правила пожарной безопасности на подстанциях

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители

должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в

ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

ПС Горелое Т-1(Т-2) 110 кВ

подстанция, наименование оборудования, класс напряжения

14,5*2 тонны., В 1

объем масла, категория пожароопасности

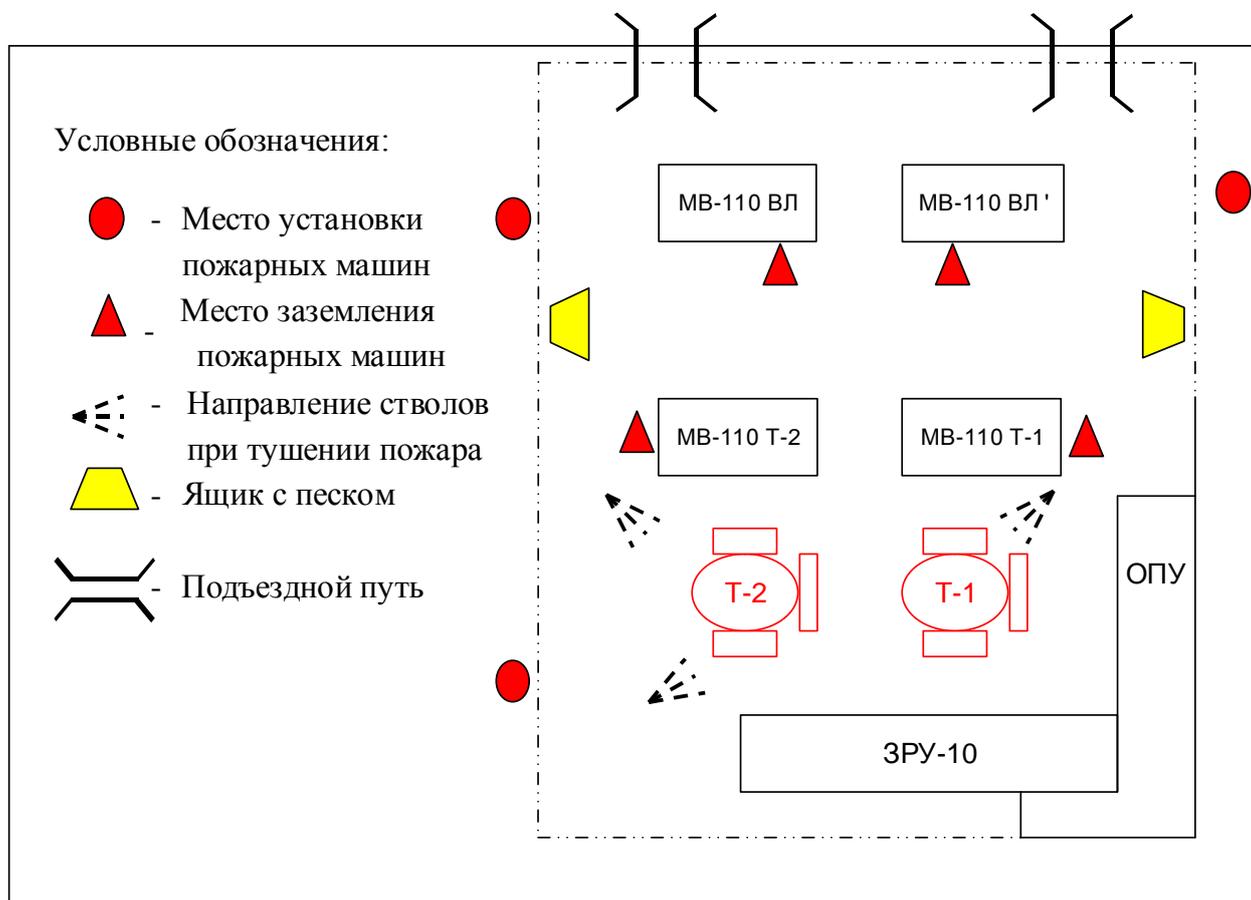


Рисунок 8 – Схема пожаротушения на ПС Горелое

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небыющего материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

6 Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

7 Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

8 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

9 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

10 По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

11 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

12 На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

13 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

14 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м³.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

15 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС “Горелое”

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема приводится на рисунке 19. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.

- 2 Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.
- 7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.
- 8 Организовать встречу пожарной команды.
- 9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).
- 10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).
- 11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.
- 12 Провести инструктаж личному составу подразделения.
- 13 Оформить допуск на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В приморском крае планируется реконструкция подстанции 220/110/35/10/6 Горелое. В работе проведена реконструкция релейной защиты части подстанции напряжением 110/35/6 в связи её физическим и моральным износом, а так же повышением надежности электроснабжения. В работе решена задача реконструкции подстанции.

В работе были решены следующие задачи:

1. разработана схемы распрестроустройств 110/35/6 подстанции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания;
3. произведён выбор и проверка элементов распрестроустройств;
4. произведён расчёт релейной защиты подстанции
5. произведён расчёт молниезащиты подстанции.

В результате выполнения работы была произведена реконструкция релейной защиты части подстанции Горелое напряжением 110/35/6, которая позволила значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, питающихся от данной подстанции в Приморском крае.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 3 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 4 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 5 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 6 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
- 7 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.
- 9 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014
- 10 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.

11 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.

12 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.

13 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

14 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

15 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

16 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

19 https://electric-220.ru/news/raschet_emkostnogo_toka_seti/2016-10-28-1099

20 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ РД 34.20.179

21 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

22 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.

23 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.

24 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

25 ГОСТ 12.1.003-83 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

26 ГОСТ 12.2.024-87 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные.

27 ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения

28 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов»: учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

29 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения»: метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

30 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения»: учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.

31 «Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

32 Электроэнергетика. Производство электроэнергии : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 93 с.

33 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. -

Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

34 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р.
Прил.: с.153-180

35 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е 6-е издания. СПб.: «ДЕАН», 2011.

36 МИ 3022-2006. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока.