

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций,
сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему Реконструкция ПС 110/6 кВ «Восточная» с заменой силовых трансформаторов с увеличением мощности

Студент	<u>Р.А. Осипенко</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Научный руководитель	<u>В.В. Вахнина</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор, В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)
« _____ » _____ 2019 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор, В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)
« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Описание объекта проектирования.....	8
1.1 Краткая характеристика объекта.....	8
1.2 Климатические характеристики района.....	10
1.3 Основные проблемы с электрооборудованием подстанции.....	12
1.4 Выводы по разделу 1.....	14
2 Анализ сложившейся ситуации на ПС.....	15
2.1 Комплексное обследование электромагнитной обстановки ПС.....	15
2.2 Обследования фундаментов Т-1, Т-2.....	27
2.3 Выводы по разделу 2.....	31
3 Решение задач по исключению основных проблем с электрооборудованием в процессе эксплуатации.....	33
3.1 Выбор и расчет трансформаторов для проведения реконструкции на ПС 110/6 «Восточная».....	33
3.2 Решение по ЭМС.....	45
3.3 Решения по релейной защиты и автоматике.....	78
3.4 Основные характеристики устройств релейной защиты и автоматики.....	90
3.5 Управление, сигнализация, измерения.....	93
3.6 Выводы по разделу 3.....	95
Заключение.....	97
Список используемых источников.....	98
Приложение А.....	104
Приложение Б.....	106

ВВЕДЕНИЕ

Тема магистерской диссертации – «Реконструкция ПС 110/6 кВ «Восточная» с заменой силовых трансформаторов с увеличением мощности».

Ведущей и составной частью энергетики Российской Федерации является – электроэнергетика. Электрическая энергия обеспечивает материально-техническую базу общества и входит в единую народно – хозяйственную экономическую систему.

В современном мире представить благополучное проживание людей без электрической энергии практически невозможно. Электроэнергетика является основной частью во всех сферах деятельности человека, а именно: промышленность, сельское хозяйство, наука, космос, связь, кибернетика, вооруженные силы, медицина, транспорт и еще множество значимых для обеспечения жизни граждан структур зависят от нее.

Наряду с основным потребителем электроэнергии как промышленность, которая в последнее время снижает удельный вес в общем полезном потреблении электроэнергии, наращивает рост коммунально-бытовое потребление. Частный сектор, многоквартирный жилой дом (МКД) и коммунальное хозяйство являются на сегодняшний день серьезным потребителем эл. энергии: квота потребления составляет около 20% затрат. Расходование электричества в данном секторе насчитывает сейчас более 100 миллиардов кВт*ч, или 9% от всего потребления электроэнергии страны, из этого 42% затрат приходится на бытовые приборы, 33% на внутреннее освещение и более 15% - на электрические нагреватели и плиты.

Так как электроэнергия в быту является основной частью обеспечения комфортабельной жизни людей, то жилой сектор в городском хозяйстве стал крупным, «пожирающим» электрическую энергию потребителем. В МКД ежегодно в среднем расходуется 500 кВт*ч на одного человека, из этого 310 кВт*ч затрат приходится на собственное, внутреннее освещение и электробытовые приборы и 150 кВт*ч – на общедомовые нужды (ОДН). В

усредненной квартире с газовой плитой расход электроэнергии составляет примерно 1000 кВт*ч в год и 2200 кВт*ч – с электроплитой.

И так, человек стремится сделать свою жизнь комфортней, внедряет в нее современные, высоко-технологичные, энергозависимые приборы и аппараты при этом становится более зависимым от электроснабжения.

В настоящее время в энергосистеме страны, в период реформирования электроэнергетики, темп роста замены устаревшего электрооборудования, не опережает рост аппетита потребителей в части потребления электроэнергии, а особенно в ее наличие и качестве. Тем самым даже незначительные отключения, либо отклонения от нормативных значений электроэнергии, влекут за собой негативные последствия, и большое недовольство со стороны граждан в сторону энергетического комплекса. Что бы обеспечить себя надежным и качественным электроснабжением, все больше потребителей используют источники резервного электропитания, такие как генераторы и электростанции, становясь независимыми от местных электросетей.

В практической работе предприятий, деятельность которых связана с электрической энергией, реконструкция и модернизация основного оборудования, электрических станций и сетей по условиям связанными с выработкой ресурсов, производится, в основном, после 25-30 лет эксплуатации. В процентном соотношении количество стареющего электрооборудования опережает обновляемое, при этом количество оборудования отработавшее свой нормативный эксплуатационный ресурс 25-30 лет, только увеличивается.

Электроэнергетический комплекс г. Тольятти характеризуется специфическими особенностями и основными проблемами функционирования и развития объектов электросетевого хозяйства:

- 1) довольно много объектов электроэнергетики имеют высокий физический и моральный износ и требуют замены;

2) в эксплуатации применяются множество морально-устаревшего масляного коммутирующего электрооборудования, что снижает живучесть энергосистемы;

3) в энергосистеме насчитывается приличное количество абонентских ПС, ТП, КТП и трансформаторов 6-10-35-110 кВ. Это не дает определить реальной картины о состоянии электрооборудования на них (отсутствуют годы ввода, данные КЛ-6-10-35-100 кВ и т.д.);

4) наличие бесхозяйственных объектов электросетевого хозяйства;

5) в большей части необходима замена, реконструкция, модернизация средств управления (РЗА, ПА);

6) применение упрощенных схем на ПС 110/35/6 в энергосистеме занимают значительный процент;

7) недостаточность оборудования системами технического и коммерческого учета, позволяющими точно определять объемы, составлять балансы, устанавливать места и количество коммерческих потерь.

Формирование перспективной схемы электрических сетей г. Тольятти и подбор основных ее характеристик для обеспечения бесперебойного электроснабжения электроприемников нацелено на:

1) повышение пропускной способности, эксплуатационной гибкости сети и подстанции;

2) увеличение качественных и количественных характеристик электроснабжения отдельных районов города и крупных потребителей;

3) создание необходимых условий для подключения новых объектов промышленного, коммунально-бытового, транспортного и других секторов к электрическим сетям;

4) устранение «узких» мест в электросетях 6-10-35-110 кВ, влияющих на производительность энергосистемы в целом.

Сегодня рассматривается вопрос о дальнейшем прогрессировании электрических сетей энергосистемы г. Тольятти. Необходимость этого диктуется требованиями, которые обеспечат стабильность в

электроснабжении намеченных к строительству новых предприятий сельского хозяйства, коммунально-бытового сектора, промышленных предприятий, а также потребностью в увеличении надежности их электроснабжения и качества электроэнергии. Для достижения планируемых задач необходимо:

1) предусмотреть модернизацию и реконструкцию, находящихся на сегодняшний день в эксплуатации подстанций, а именно:

2) замену работающих трансформаторов с увеличением номинальной мощности;

3) монтажа дополнительных трансформаторов на однострансформаторных ПС;

4) проектирование и строительство новых подстанций, питающих и отходящих линий электропередач.

5) предусмотреть необходимый объем замены ВЛ-35-110 кВ отработанные свой нормативный срок службы, после проведения технического освидетельствования не пригодных к дальнейшей эксплуатации, а так же строительство новых линий для оптимизации электрической схемы энергосистемы.

Актуальность темы обусловлена тем, что:

1) снижение уровня технического состояния, моральный и физический износ силового электрооборудования подстанции являются главными причинами увеличения повреждения элементов подстанции, ухудшения качества электроэнергии, увеличения аварийных (непланируемых) отключений, а для сетевой организации к тому же недоотпуск в сеть.

2) замена силовых трансформаторов 110/6 кВ влечет за собой целый комплекс мероприятий, нацеленных в первую очередь, на повышение работоспособности подстанции, что в конечном итоге приведет к улучшению проблем оговоренных мною выше.

Целью магистерской диссертации является повышение надежности функционирования подстанции для обеспечения потребности потребителей в

полном объеме качественной и бесперебойной электроэнергией с применением Российского оборудования в рамках импортозамещения.

Основные задачи реконструкции ПС 110/6 кВ «Восточная» с заменой силовых трансформаторов с увеличением мощности:

1) описание объекта проектирования – ПС 110/6 «Восточная», основные проблемы с электрооборудованием в процессе эксплуатации;

2) комплексная проверка ЭМС на подстанции, расчет нагрузок и выбор силовых трансформаторов, обследование фундаментов Т-1, Т-2;

3) разработка мероприятий по обеспечению ЭМС для МП аппаратуры РЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи на ПС 110/6 кВ «Восточная», разработка основных технических решений и определение структуры комплекса РЗА.

1 Описание объекта проектирования

1.1 Краткая характеристика объекта

Подстанция 110/6 «Восточная» в административном отношении находится в Центральном районе, города Тольятти, Самарской области, по адресу: ул. Новозаводская 14. Ситуационный план расположения подстанции указан на рисунке 1.1.

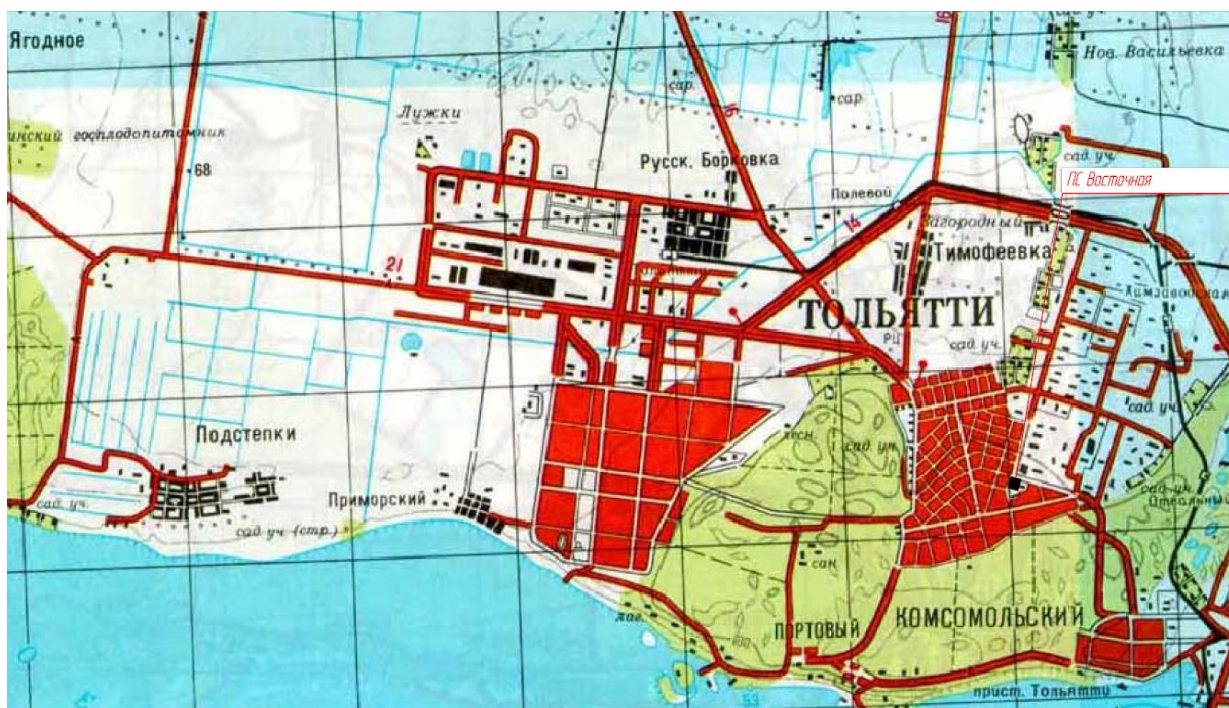


Рисунок 1.1 - Ситуационный план ПС

В юрисдикции подстанция находится у ПАО «МРСК-Волги», филиал «Самарские распределительные сети», Жигулевское производственное отделение.

Подстанция «Восточная» была спроектирована 1965 году. В этом же году она была введена в эксплуатацию. Данная подстанция питает Центральный район г. Тольятти. Категория надежности запитанных от нее электроприемников - вторая и третья.

Подстанция представляет собой подстанцию открытого типа 110/6 кВ. ОРУ - 110 кВ выполнено по схеме № 110-4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

К открытому РУ-110 кВ присоединены:

1) трансформаторы:

- ТДН-16000-110/6;

- ТДТНГ-15000-110/35/6

2) две воздушные линии ВЛ-110 кВ: «Восточная-1», Восточная-2».

Распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме - две секционированные выключателем секции шин:

1) кирпичное здание в котором расположены ЗРУ-6 кВ, помещение релейных панелей, подсобные помещения;

2) кабельные коммуникации, расположенные ниже уровня пола здания по всей его длине, в которых проложены силовые (до 1000 В) и контрольные кабели;

3) ЗРУ-6 кВ состоит из двух рабочих секций шин;

4) ОРУ-110 кВ состоит из двух рабочих секций шин;

5) отходящие коммуникации: кабельные и воздушные линии электропередач.

Площадь, занимаемая подстанцией, составляет 3961,06 м².

В системе собственных нужд используется переменный, а так же выпрямленный ток. Система переменного тока TN-C, напряжение $U_{л}=230$ В, $U_{ф}=127$ В, осуществляется от двух трансформаторов собственных нужд (ТСН) ТМ-100/6. Выпрямленный ток напряжением $U=220$ В, осуществляется от четырех блоков питания напряжения (БПН).

Прокладка существующих кабелей вторичных цепей от оборудования ОРУ-110 кВ до здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ-6 кВ выполнена в железобетонных лотках.

Защита от молнии и грозových перенапряжений (молниезащита) подстанции выполнена с помощью молниеприемников, которые установлены на порталах силовых трансформаторах и линейных порталах.

1.2 Климатические характеристики района

Территория Поволжья и Прикамья расположена в умеренном поясе и характеризуется континентальным климатом с отчётливо выраженными сезонами года. Формирование климата происходит под воздействием ряда факторов, среди которых прежде всего следует отметить географическое положение, циркуляцию воздушных масс, определяемую распределением атмосферного давления.

Наибольшую повторяемость имеют континентальные воздушные массы умеренных широт, отличающиеся низкой влажностью, высокими температурами летом и низкими зимой. Несколько реже в Поволжье встречаются влажные воздушные массы с Атлантики, относительно тёплые зимой и прохладные летом.

В Нижнем Поволжье летом заметную роль играет сильно нагретый и сухой континентальный тропический воздух.

С отрицательными зимними температурами связано промерзание грунтов. Глубина промерзания изменчива и зависит как от климатических факторов, так и от местных условий рельефа, растительности, механического состава грунта.

Возрастание глубины промерзания с севера на юг объясняется уменьшением высоты снежного покрова. Промерзание грунтов имеет определённое гидрогеологическое значение, замерзший слой по весне задерживает инфильтрацию талой воды и увеличивает относительное значение поверхностного стока. Климат лесостепи характерен для зоны, южная граница которой в Заволжье проходит примерно по широте г. Самары

средняя температура года 4,2°C. Зима длительная и многоснежная, высота снежного покрова менее 50 см.

Основные метеорологические и климатические характеристики района перечислены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Климатические характеристики района

Характеристика, параметр	Значение
Ветровой район	III
Давление ветра	0,38 кПа
Район по весу снегового покрова	IV
Давление снега	2,4 кПа
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда 1 раз в 5 лет	10 мм
Сейсмичность района	Ниже 6 баллов
Среднегодовая температура воздуха	4,2 °С
Самый теплый месяц июль. Средняя температура	+20,4 С
Самый холодный месяц январь. Средняя температура	-13,5 °С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-30 °С
Количество осадков за апрель-октябрь	307 мм

1.3 Основные проблемы с электрооборудованием подстанции

1.3.1 Трансформаторы

Трансформатор Т-1: ТДН-16000-110/6 (трехфазный масляный трансформатор, с дутьевым охлаждением, трехобмоточный, с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой, грузопорный). Год ввода в эксплуатацию 1978 год. Был установлен, в связи с поломкой, ранее введенного в эксплуатацию, совместно с подстанцией трансформатора.

Трансформатор Т-2: ТДТНГ-15000-110/35/6 (трехфазный масляный трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, двухобмоточный с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой). Год ввода в эксплуатацию 1965 год.

Все оборудование установленных трансформаторов исчерпало заводской ресурс работоспособности (Т-1 – 41 год, Т-2 – 54 года). Их внутренний и внешний, физический износ, является максимальным.

На данный момент силовые трансформаторы находится в «плачевном» состоянии, рисунок 1.2.

Существующие нагрузки, которые «ложатся» на трансформаторы являются предельными. На сегодняшний день, для своевременного предотвращения аварийных отключений Т-1 и Т-2 периодически выводят из работы, для проведения ремонтных работ, примерно раз в квартал.

За последнее время при эксплуатации трансформаторов зафиксированы следующие неполадки:

- с электрооборудованием Т-1:

- 1) увеличение тока и потерь холостого хода;
- 2) появление газа бурого цвета в газовом реле;
- 3) износ изоляции из-за длительной эксплуатации и частых перегрузок.



Рисунок 1.2 - Состояние трансформаторов ПС «Восточная»

- с электрооборудованием Т-2:

1) повышение кислотности масла и понижение пробивного напряжения;

2) ненормальное гудение, дребезжание;

3) износ изоляции из-за длительной эксплуатации и частых перегрузок.

Одной из проблем связанных с эксплуатацией трансформаторов является частичное, а в некоторых местах полное разрушение фундаментов Т-1,Т-2.

1.3.2 Устройства релейной защиты и автоматики

При переводе нагрузок, во время вывода в ремонт трансформаторов, с одного на другой, во время повреждений на отходящих линиях, а так же при производстве оперативных переключений, участились случаи неправильных срабатываний и отказов в срабатывании устройств РЗА. Процент правильной работы релейной защиты снизился до 57%.

Устройства РЗА должным образом не срабатывают по назначению для ликвидации КЗ и других ненормальных режимов и не передают заданные сигналы на другие устройства РЗА.

1.4 Выводы по разделу 1

Из общей «картины» на ПС 110/6 «Восточная» видно, что

- 1) В связи с плохими показателями эксплуатационных характеристик Т-1, Т-2, а так же с перспективным развитием города на следующие 10 лет необходимо произвести замену силовых трансформаторов с увеличением мощности;
- 2) При правильной эксплуатации, негарантированная работа систем РЗА (57%) показывает о необходимости проведения комплексной проверки ЭМС на ПС «Восточная»;
- 3) Как видно из рисунка 1.2 возникает острая необходимость исследования фундаментов Т-1, Т-2.

2. Анализ сложившейся ситуации на ПС

2.1 Комплексное обследование электромагнитной обстановки ПС

2.1.1 Характеристика ЗУ на ПС 110/6 «Восточная»

Местонахождение ПС - город Тольятти Самарской области.

Подстанция "Восточная" представляет собой подстанцию открытого типа 110/6 кВ. От подстанции отходят 2 воздушные линии 110кВ, 20 кабельных линии 6кВ.

На территории подстанции расположены следующие здания и сооружения:

- 1) кирпичное здание в котором расположены ЗРУ 6 кВ, помещение релейных панелей, подсобные помещения;
- 2) существующие силовые (до 1000В) и контрольные кабели проложены в кабельных коммуникациях ниже уровня пола здания по всей его длине;
- 3) ЗРУ 6 кВ состоит из двух рабочих секций шин;
- 4) ОРУ-110 кВ состоит из двух рабочих секций шин;
- 5) отходящие коммуникации: кабельные и воздушные линии электропередач.

В системе собственных нужд используется переменный, а так же выпрямленный ток. Система переменного тока TN-C, напряжение $U_{л}=230$ В, $U_{ф}=127$ В, питание от двух ТСН ТМ-100/6. Выпрямленный ток напряжением $U=220$ В, питание от четырёх БПН.

Прокладка существующих кабелей вторичных цепей от оборудования ОРУ 110 кВ до здания ОПУ, совмещенного с ЗРУ выполнена в железобетонных лотках.

Молниезащита объекта осуществляется при помощи молниеприемников, установленных на линейных порталах и порталах силовых трансформаторов.

Внешним осмотром определено, что материалом заземляющих проводников на ПС, является сталь круглая. По результатам замеров, в местах не повреждённых коррозией, диаметр составил 12 мм.

Перспективные токи замыкания составляют:

- 1) двухфазное короткое замыкание на стороне 110 кВ $I(2)=17,45$ кА;
- 2) двухфазное короткое замыкание на стороне 6 кВ, для существующего оборудования (при работе Т1) $I(2)=11,53$ кА.

При проведении комплексного обследования ЭМО выполнялись следующие виды работ:

- 1) измерения удельного сопротивления грунта;
- 2) измерения сопротивления металlosвязи оборудования с ЗУ;
- 3) измерение сопротивления заземляющего устройства подстанции;
- 4) определения степени коррозии заземлителей и заземляющих проводников методом выборочного вскрытия грунта;
- 5) измерение напряженностей магнитных полей и величин электростатических потенциалов в релейном зале и ЗРУ-6 кВ, в местах перспективной установки новых шкафов с МПА;
- 6) определения трасс прокладки заземлителей и заземляющих проводников (искусственных и естественных), глубины залегания, типа и сечения заземлителей с помощью трасопоисковой системы; составления исполнительной схемы заземляющего устройства;
- 7) проверка качества переменного тока в системе собственных нужд ПС.
- 8) оценка состояния молниезащиты на ПС.

Для оценки технического состояния заземляющего устройства проверялось соответствие состояния заземляющего устройства следующим требованиям ПУЭ [1]:

- 1) по коррозионному состоянию заземляющих проводников и заземлителей;
- 2) по конструктивному исполнению.

2.1.2 Результаты обследования электромагнитной обстановки объекта

2.1.2.1 Измерение удельного сопротивления грунта

Измерение удельного сопротивления грунта проводилось за пределами подстанции по схеме, представленной на рисунке 2.1. Измерения значения удельного сопротивления грунта проводились интегрированным цифровым прибором MRU-101 в двух различных местах. Результаты измерений представлены в таблице 2.1.

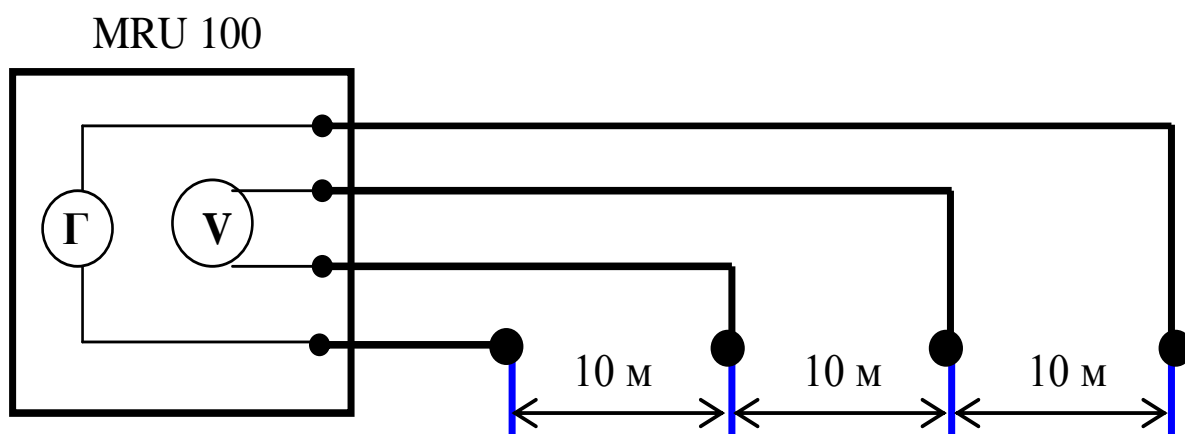


Рисунок 2.1 - Схема измерения удельного сопротивления грунта

Таблица 2.1 - Результаты измерения удельного сопротивления грунта

№ измерения	ρ , Ом·м	Расстояние между электродами, м
1	23,7	10
2	22,8	10

Грунт на площадке ПС - смесь суглинка с гравием.

2.1.2.2 Оценка эксплуатационного состояния ЗУ ПС

2.1.2.2.1 Определение наличия и качества металlosвязей оборудования с заземляющим устройством

Целостность заземления оборудования выполняли путем измерения R-ия металlosвязи между проверяемым оборудованием и заземляющим проводником ЗУ, связанный с ЗУ электроустановки не более 0,2 Ом [1,2].

С помощью измерительного комплекса MRU-101 определялось сопротивление металlosвязи силового оборудования с заземляющим устройством. Также осуществлялась проверка качества контактных соединений заземляемых элементов с заземляющим устройством и коррозионное состояние заземляющих проводников.

В качестве опорной точки при измерении сопротивления металlosвязи выбирались заземляющие проводники, имеющие металlosвязь с ЗУ электроустановки менее 0,05 Ом.

Оценка качества электрической связи ЭА и конструкций с ЗУ ПС на территории подстанции проводилась следующим образом:

токовые терминалы прибора MRU-101 подключались между обследуемым объектом и опорной точкой - основание Т1 (на ОРУ-110 кВ);

терминалы вольтметра прибора MRU-101 подключались между обследуемым объектом и опорной точкой основание Т1 (на ОРУ-110 кВ).

Высоковольтные электроаппараты и конструкций на ПС (относительно опорной точки Т1) имеют сопротивление металlosвязи в интервале 0,02-0,11 Ом что соответствует [17], опорная точка - заземленное основание трансформатора Т1.

2.1.2.2.2 Значение заземляющего устройства подстанции, сопротивление

Значение сопротивления заземляющего устройства измерялось методом амперметра - вольтметра с помощью прибора MRU-101, в соответствии с [17].

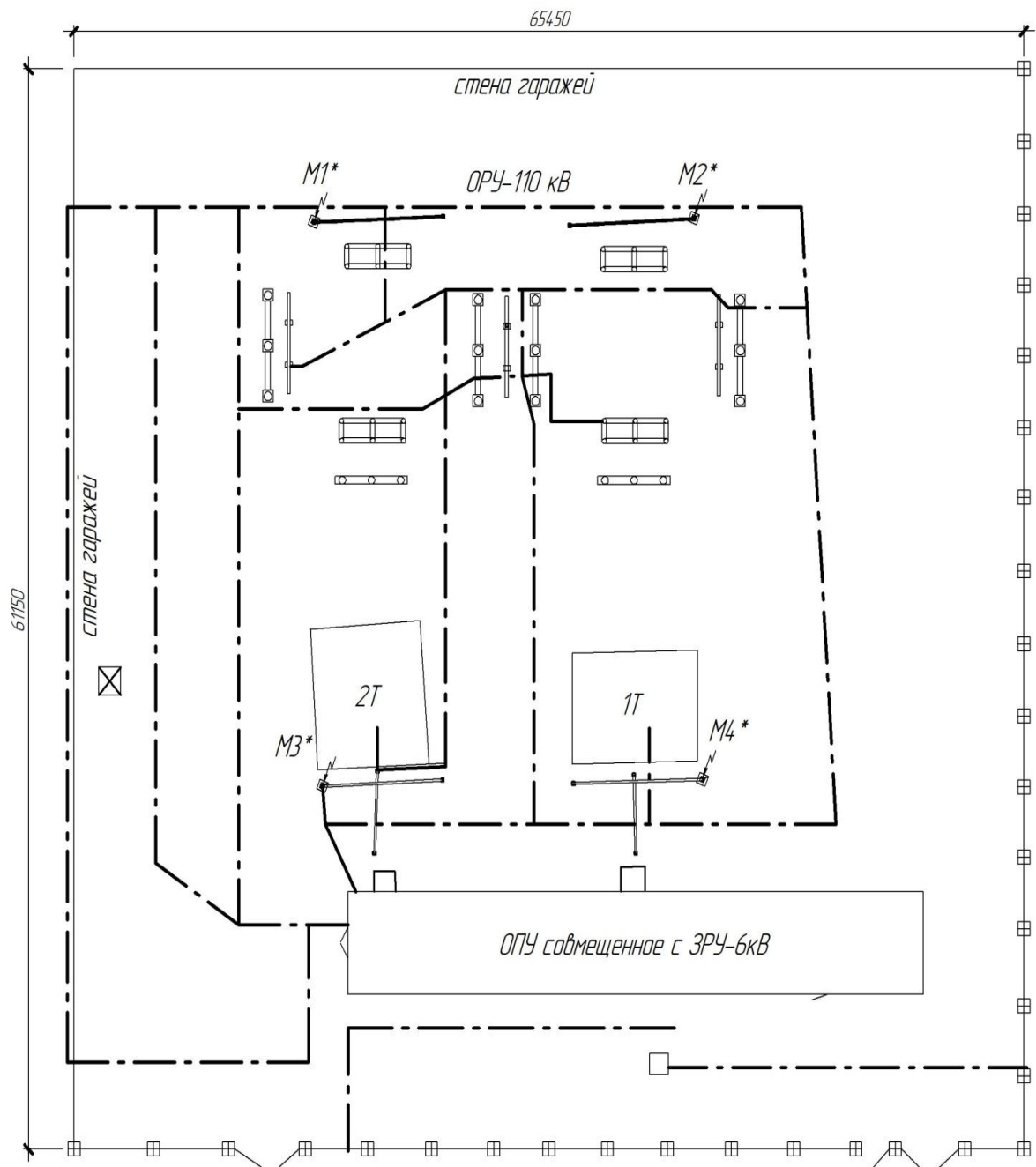
Измерение сопротивления растеканию ЗУ производилось по схеме с использованием выносных зондов. В качестве потенциального и токового зондов использовались зонды, которые были вынесены за пределы ПС соответственно на 100 м под углом $\sim 45^\circ$. Замеры проводились прибором для измерения параметров заземляющего устройства MRU - 101. Среднее измеренное значение сопротивления растеканию составило 0,63 Ом.

Сезонный коэффициент изменения сопротивления растеканию ЗУ объекта, согласно [17], принят равным 1,3. Из приведенных данных видно, что сопротивление растеканию ЗУ ПС (в нормальном режиме) составит 0,63 Ом (летом) и 0,82 Ом (зимой) с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей. Полученное значение сопротивления ЗУ выше, чем регламентируемое в ПУЭ-7 [1] максимальное значение 0,5 Ом.

2.1.2.2.3 Составление исполнительной схемы заземляющего устройства

По результатам измерений, проведенных с помощью трассоискателя (в составе измерительного комплекса RD-4000), была определена исполнительная схема заземляющего устройства подстанции, представленная на рисунке 2.2.

Установлено, что заземляющее устройство подстанции не удовлетворяет требованиям по конструктивному исполнению, имеет поврежденные участки и частично отсутствующие горизонтальные заземлители.



Условное обозначение:

- — — — — - горизонтальный электрод существующего заземляющего устройства;
- ⚡ - молниеприёмник.

Примечание:

* нумерация введена условно

Рисунок 2.2 - Схематичный план существующего заземляющего устройства

2.1.2.2.4 Оценка коррозионного состояния ЗУ ПС

Коррозионное состояние ЗУ, находящегося в земле, определялось путём вскрытия грунта на ОРУ-110 кВ в трёх местах и измерения геометрических размеров элементов ЗУ (диаметра горизонтального заземлителя) с помощью штангенциркуля. Измеренный диаметр заземлителей в местах вскрытия грунта составил 12 мм, 11,0мм, 11,50 соответственно. Согласно РД 153-34.0-20.525-00 [17] элемент ЗУ должен быть заменен, если разрушено более 50% его сечения. Произведённая оценка показала, что износ элементов ЗУ не превышает 15%.

Элемент ЗУ должен быть также заменен, если коррозионное разрушение нарушает его термическую стойкость. Поэтому, выполнен расчёт термического нагрева элементов ЗУ при коротких замыканиях на землю (по РД 153-34.0-20.525-00 [17], РД 153-34.0-20.527-98 [14], ПУЭ-7 [1]), который выполняется по формуле [27]:

$$S \geq \frac{I \cdot \bar{t}}{K}, \quad (2.1)$$

где S - поперечное сечение проводника;

I - наибольший ток к.з. на землю;

t - время необходимое для работы защит;

K - коэффициент, зависящий от структуры (материала) проводника, его температуры до и после к.з. [24]:

$$K = \frac{Q \cdot (B+20)}{\rho_{20}} \cdot \ln\left(1 + \frac{Qt - Qi}{B + Qi}\right), \quad (2.2)$$

где Q - объёмная теплоёмкость материала (Дж/°С · мм³);

B - величина обратная температурному коэффициенту сопротивления;

ρ_{20} - удельное электрическое сопротивление проводника при $t = 20^\circ\text{C}$;

Q_t и Q_i - конечная и начальная температуры нагрева проводника (400^0 и 20^0C) [24].

Коэффициент K , рассчитанный для максимально допустимой температуры $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ по формуле (2.2), имеет значение $K=78$. Ток двухфазного короткого замыкания на стороне 110 кВ $I^{(2)}=17.45\text{ кА}$, на стороне 6 кВ , для существующего оборудования $I^{(2)}=11,53\text{ кА}$, время действия защит определяется сложением времени действия основной защиты и времени отключения выключателя (по РД 153-34.0-20.527-98[14]) и составляет, при замыкании на стороне 110 кВ $t=0,5\text{ с}$, на стороне 6 кВ $t=0,8\text{ с}$.

Тогда допустимое, по термической стойкости, сечение элементов ЗУ составляет, при замыкании на стороне 110 кВ $S=158\text{ мм}^2$, при замыкании на стороне 6 кВ $S=133\text{ мм}^2$.

С учётом коррозии, меньший, измеренный диаметр горизонтального заземлителя составляет, $d=11\text{ мм}$, $S=95\text{ мм}^2$, что меньше минимально допустимого по термической стойкости. Измеренный диаметр заземляющих спусков составляет 12 мм , $S=113\text{ мм}^2$, что так же меньше допустимого по термической стойкости. Поэтому требуется прокладка новых горизонтальных заземлителей взамен существующих. Так же необходима замена существующих спусков от оборудования к ЗУ.

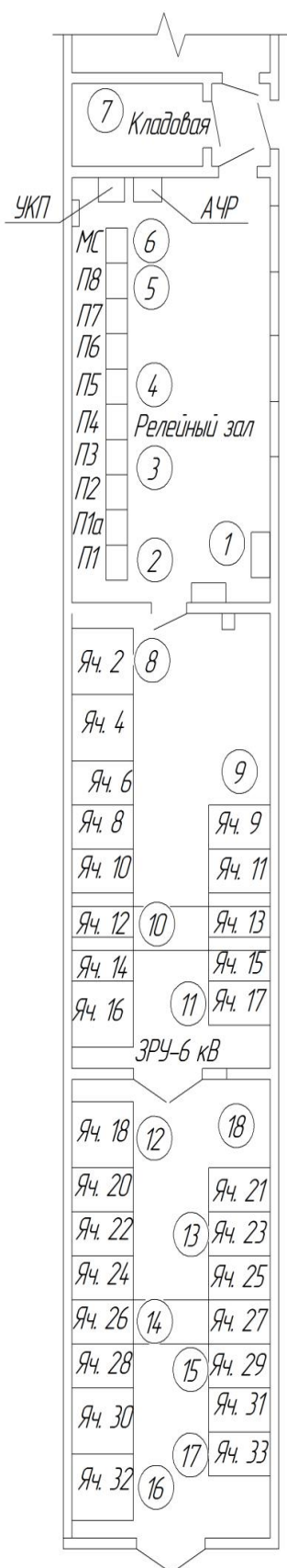
2.1.3 Измерение магнитных полей и электростатических потенциалов

Измерение напряженности магнитного поля и электростатических потенциалов проводилось в релейном зале ОПУ, совмещенного с ЗРУ-6 кВ, выборочно в существующих шкафах с оборудованием РЗА и на свободных установочных местах, рисунок 2.3.

Напряженности непрерывных магнитных полей и величины электростатических потенциалов в релейном зале приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Напряженности непрерывных магнитных полей и величины электростатических потенциалов в релейном зале

Точка измер.	Расположение точки измерения в релейном зале (указаны сущ. панели)	Напряженность магнитного поля, А/м	Величина возможного контактного электрост. разр., В
1	Рел.зал, шкаф АИИС КУЭ	0,45	50
2	Релейный зал, панель П1а	2,5	40
3	панель П3	2,2	90
4	панель П5	3,0	40
5	панель П8	0,35	50
6	магнитная станция	0,6	50
7	Складское помещение	0,02	10
8	Ячейка №2	2,8	20
9	ЗРУ-6 кВ, свободное место	0	30
10	ЗРУ-6 кВ, ячейка №12	2,4	30
11	ЗРУ-6 кВ, ячейка №17	1,9	30
12	ЗРУ-6 кВ, ячейка №18	2,5	30
12	ЗРУ-6 кВ, ячейка №18	2,5	30
13	ЗРУ-6 кВ, ячейка №23	1,4	30
14	ЗРУ-6 кВ, ячейка №26	3	30
15	ЗРУ-6 кВ, ячейка №29	2,9	30
16	ЗРУ-6 кВ, ячейка №32	2,9	30
17	ЗРУ-6 кВ, ячейка №33	3,0	30
18	ЗРУ-6 кВ, свободное место	0,2	30



Условные графические обозначения:

① - условные номера точек измерения напряжённостей магнитного поля и величин электростатических потенциалов

П1, яч.13 - учётные номера и маркировки существующих шкафов панелей и ячеек 6 кВ.

Рисунок 2.3 - План ОПУ, совмещенного с ЗРУ. Расположение точек измерения магнитных полей и электростатических потенциалов

Измерение напряженности магнитного поля проводилось прибором ПЗ-50, который измеряет уровень напряженности магнитного поля промышленной частоты, измерение электростатических потенциалов - прибором ИЭСП-0,1.

В релейном зале ОПУ и ЗРУ-6 кВ наибольший уровень напряженности магнитного поля в местах возможной установки шкафов (блоков) с новой МПА составил 3,0 А/м. Электростатические потенциалы у стенок существующих шкафов, не выше 0,09 кВ, таблица 2.2. Измеренные значения не превышают допустимых по ГОСТ Р 51317.6.5-2006 [6].

2.1.4 Проверка качества переменного тока в существующих сетях собственных нужд ПС

Проверка качества переменного тока, которая была выполнена во время обследования ПС осциллографом Fluke 124 показала:

максимальное значение напряжения сети переменного тока - 260 В, т.е. отклонения напряжения сети ут превышает норму на 30 В (более 10 %);

максимальные (импульсные) синусоидальные отклонения напряжения составляют в среднем 17 В, т.е. 7,4% от номинального, что не превышает предельное значение по ГОСТ 32144-2013 [3] (8%);

частота сети в допустимых пределах.

Ознакомительная осциллограмма проверки качества переменного тока в сетях собственных нужд ПС 110/6 кВ Восточная приведена на рисунке 2.4.

В результате проведенных работ по общей оценке электромагнитной обстановки и обследования ЗУ ПС 110/6 кВ «Восточная» были обнаружены следующие недостатки:

1) на подстанции частично отсутствуют (повреждены) горизонтальные заземлители, есть поврежденные участки ЗУ;

2) измеренное и расчетное сопротивление ЗУ ПС (при учете сезонного коэффициента) превышает допустимое;

3) сечения горизонтальных заземлителей и спусков от оборудования к ЗУ, не соответствуют условию термической стойкости при коротком замыкании на землю;

4) оперативный переменный ток имеет повышенное значение напряжения.

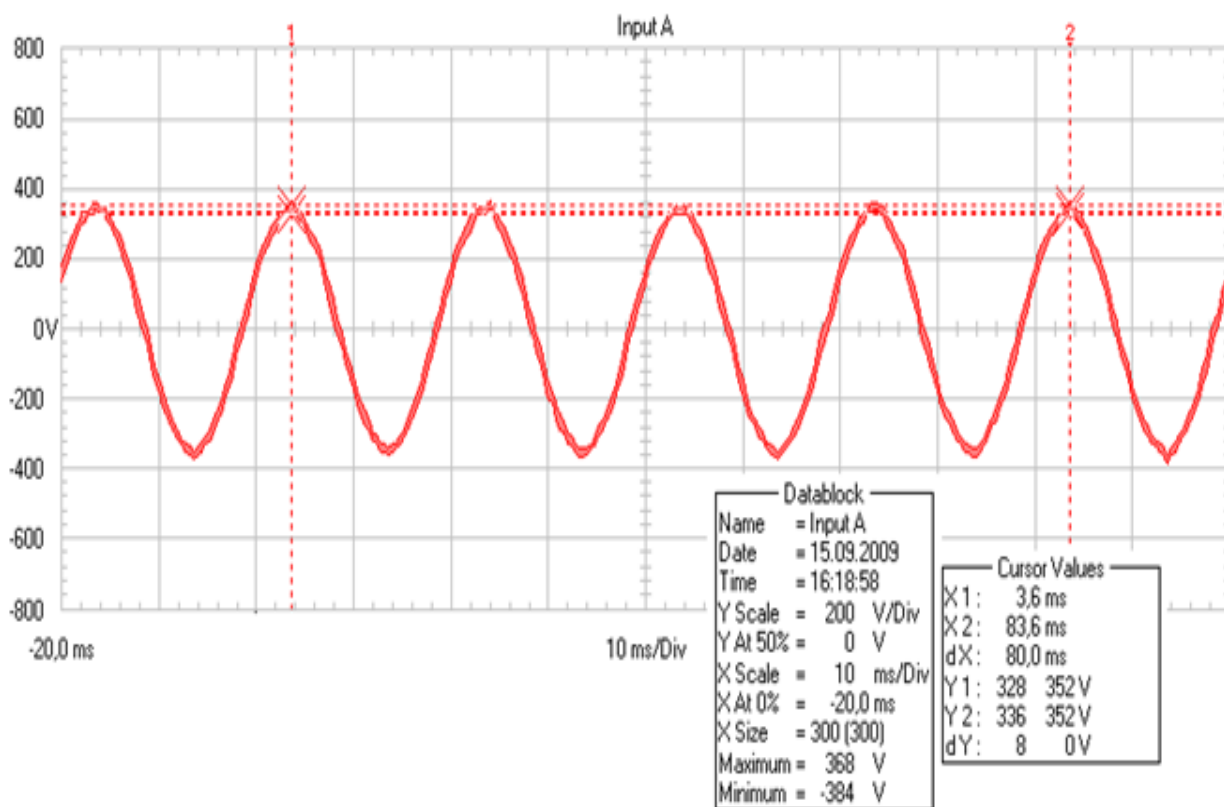


Рисунок 2.4 - Осциллограмма переменного тока в системе СН ПС 110/6 кВ «Восточная» (на осциллограмме амплитудные величины напряжения)

2.2 Обследования фундаментов Т-1, Т-2

Инструментальное обследование фундаментов с целью определения их технического состояния, надежности и возможности дальнейшей эксплуатации.

Обследование проводилось в соответствии с требованиями СП 13-102-2003 «Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений» [23]. Обследуемые фундаменты выполнены под трансформаторы подстанции, каждый фундамент под трансформатор представляет собой две железобетонные плиты, расположенные на расстоянии 600 мм друг от друга. Трансформаторы установлены на рельсы, крепление которых осуществляется к железобетонным плитам фундамента, по периметру трансформаторов выполнены маслоприемники из бордюрного камня (рисунок 2.4).

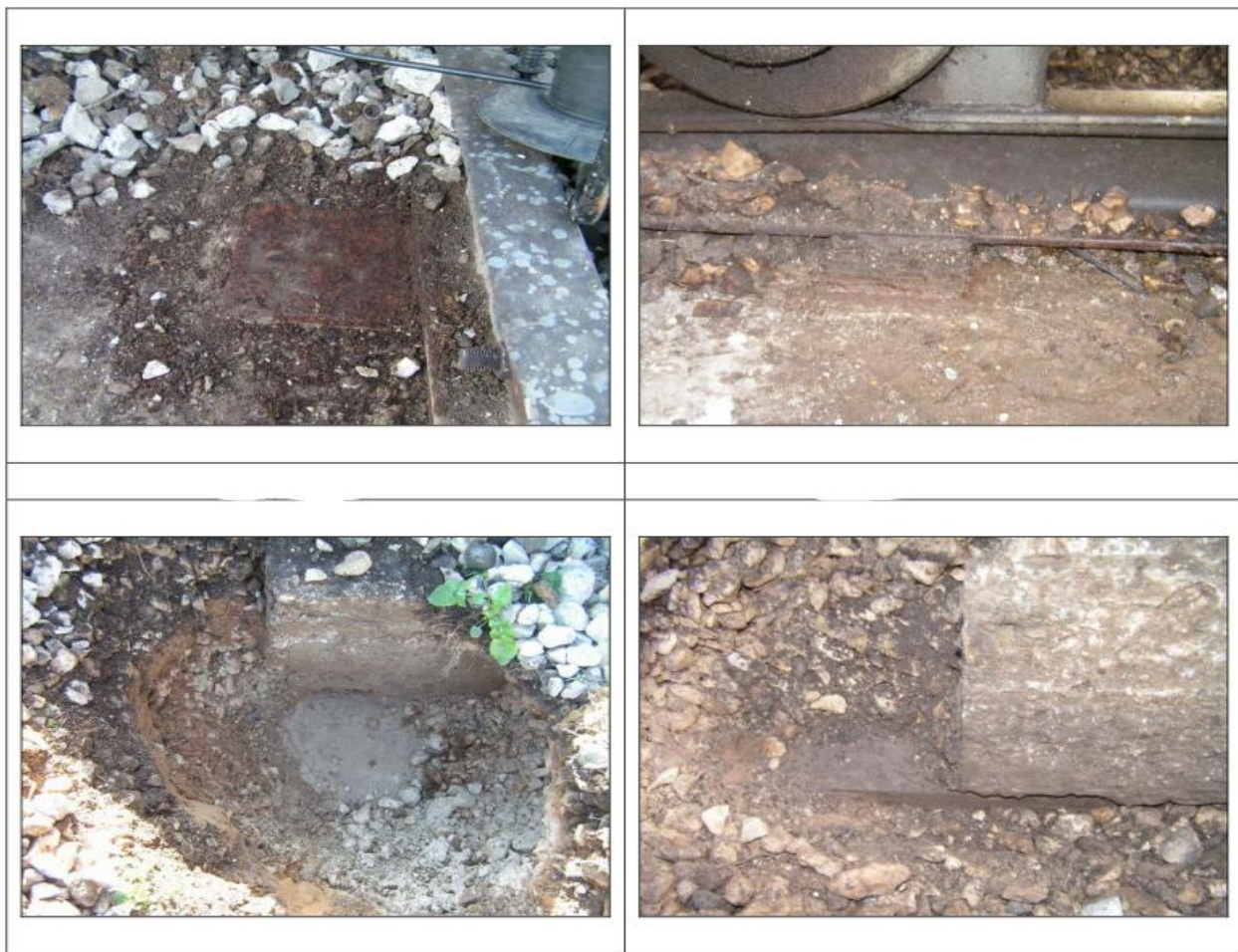


Рисунок 2.4 - Фундамент трансформаторов



Рисунок 2.5 - Фундамент трансформаторов

В результате визуального и инструментального обследования выявлено следующее:

1) фундаментные плиты выполнены монолитными железобетонными со средними габаритными размерами плиты 1050x3970мм, и средней высотой плиты 380мм (рисунок. 2.4);

2) армирование плит включает в себя вертикально расположенные плоские каркасы, соединенные между собой арматурными прутками,

арматура каркасов и прутков выполнена диаметром 10мм класса А-II (рисунок 2.4);

3) в плитах имеется оголение и коррозия арматуры, толщина верхнего защитного слоя бетона в некоторых плитах не выдержана (рисунок 2.4);

4) местами имеется разрушение поверхностного слоя бетона;

5) крепление рельсов к плитам осуществлено через металлические закладные детали фундамента, защита от коррозии которых отсутствует, вследствие чего, закладные детали имеют поверхностную коррозию, соединительные стяжки между рельсами фундаментных плит отсутствуют (рисунок 2.5);

б) ниже фундаментных плит устроено бетонное снование, выполненное под всем периметром трансформатора (рисунок 2.5).

Прочность бетона в ходе обследования определялась молотком Кашкарова.

Выводы по результатам обследования фундаментов

Косвенная прочность бетона фундаментных плит по результатам определения прочности бетона молотком Кашкарова (ГОСТ 22690.2 – 71) составляет – 164 кг/см^2 , что соответствует бетону класса В12,5 (М150) (таблица 2.4, таблица 2.5).

На устройство фундаментов под трансформаторы имеется типовая серия 3.407.1-148 «Унифицированные фундаменты под трансформаторы».

Согласно данной серии фундаментные плиты на обследуемом объекте соответствуют марке плиты ПФ35.10, с габаритными размерами 3500x1000x250мм, имеющей вертикально расположенные плоские каркасы с продольной арматурой диаметром 18мм класса А-III и поперечными стержнями диаметром 8мм класса А-I, соединительные арматурные прутки выполнены диаметром 12мм класса А-III, бетон класса В25. Крепление рельса к плитам осуществляется с помощью анкерных устройств. Рельсы фундаментных плит соединяются специальными стяжками.

Таким образом, выполненные непосредственно на рабочей площадке фундаментные плиты под трансформаторы отличаются от серийных по характеру армирования (основные рабочие стержни выполнены меньшего диаметра и класса), классу бетона по прочности (применен бетон класса В12,5 вместо предусмотренного серий В25), а также по устройству крепления рельс к фундаментным плитам (выполнен менее качественный вариант).

Согласно СП 13-102-2003 [23]: работоспособное состояние, когда техническое состояние конструкций, систем на которых имеются повреждения и дефекты, снизившие показатели несущих способностей, но при этом отсутствует вероятность случайного разрушения, а функционирование конструкции возможно только при постоянном контроле состояния называется ограниченным.

Таблица 2.3 - результаты испытаний фундаментной плиты под трансформатор

Номер точки	Размер отпечатка, мм		Отношение D_6/D_3	Косвенная прочность, кг/см^2	Класс бетона
	на бетоне	на эталоне			
Продольная стеновая панель					
1	4,2	2,5	1,68		
2	4,1	2,4	1,71		
5	4,2	2,5	1,68		
6	4,4	2,6	1,69		
7	4,1	2,4	1,71		
8	4,3	2,5	1,72		
9	4,5	2,6	1,73		
10	4,4	2,6	1,69		
11	4,4	2,6	1,69		Бетон класса В12,5
Среднее значение	4,28	2,52	1,70	205,0	
$B = 0,8R = 0,8 \times 205,0 = 164,0 \text{ кг/см}^2$					

Вывод: косвенная прочность бетона фундаментной плиты составляет – 164 кг/см^2 , что соответствует бетону класса В12,5 (М150). (Т-1 № 57610).

Таблица 2.4 - результаты испытаний фундаментной плиты под трансформатор

Номер точки	Размер отпечатка, мм		Отношение D_6/D_9	Косвенная прочность, кг/см^2	Класс бетона
	на бетоне	на эталоне			
Торцевая стеновая панель					
1	4,2	2,5	1,68		
2	4,1	2,4	1,71		
3	4,2	2,5	1,68		
4	4,3	2,5	1,72		
5	4,5	2,6	1,73		
6	4,2	2,5	1,68		
8	4,5	2,7	1,67		Бетон класса В12,5
Среднее значение	4,29	2,53	1,7	205,0	
$B = 0,8R = 0,8 \times 205,0 = 164,0 \text{ кг/см}^2$					

Вывод: косвенная прочность бетона фундаментной плиты составляет – 164 кг/см^2 , что соответствует бетону класса В12,5 (М150). (Т-2 № 5297).

2.3 Выводы по разделу 2

2.3.1 Выводы по обследованию ЭМС

Таким образом, общая электромагнитная обстановка на ПС 110/6 кВ Восточная является неблагоприятной, существующее заземляющее устройство не соответствует требованиям электромагнитной совместимости и электробезопасности.

Для улучшения электромагнитной обстановки требуется комплекс технических мероприятий по восстановлению ЗУ ПС, заземлению

оборудования, зданий, сооружений и улучшения качества оперативного переменного тока:

1) замена существующих горизонтальных заземлителей и спусков от оборудования к ЗУ на новые большего сечения;

2) прокладка дополнительных горизонтальных и вертикальных заземлителей;

3) регулировка напряжения в сети собственных нужд переменного тока до значения напряжения $U=230/127$ В.

Выявленные в ходе обследования дефекты снижают несущую способность фундаментов.

2.3.2 Выводы по обследованию фундаментов

Фундаменты под трансформаторы на ПС 110/6 кВ «Восточная», выполнены из бетона меньшего класса и арматуры меньшего диаметра и класса согласно требований типовой серии 3.407.1-148 «Унифицированные фундаменты под трансформаторы».

Ввиду несоответствия материалов фундаментов требованиям типовой серии 3.407.1-148 «Унифицированные фундаменты под трансформаторы», а также наличия имеющихся дефектов представляется целесообразным при замене трансформаторов выполнить устройство нового фундамента под трансформаторы.

3 Решение задач по исключению основных проблем с электрооборудованием в процессе эксплуатации

3.1 Выбор и расчет трансформаторов для проведения реконструкции на ПС 110/6 «Восточная»

3.1.1 Определение расчетных нагрузок потребителей

ПС 110/6 «Восточная» - подстанция, обеспечивающая напряжением потребителей 1-ой 2-ой и 3-ей категории электроснабжения [1,30]. Подстанция является «тупиковой», питает потребителей от напряжения 6 кВ. Суммарная мощность трансформаторов до проведения реконструкции на ПС 110/35/6 «Восточная» равна 31 МВА.

Согласно графика нагрузки за год эксплуатации, показанному на рисунке 3.1, вычисляем значение потребленной подстанцией электрической энергии [25].

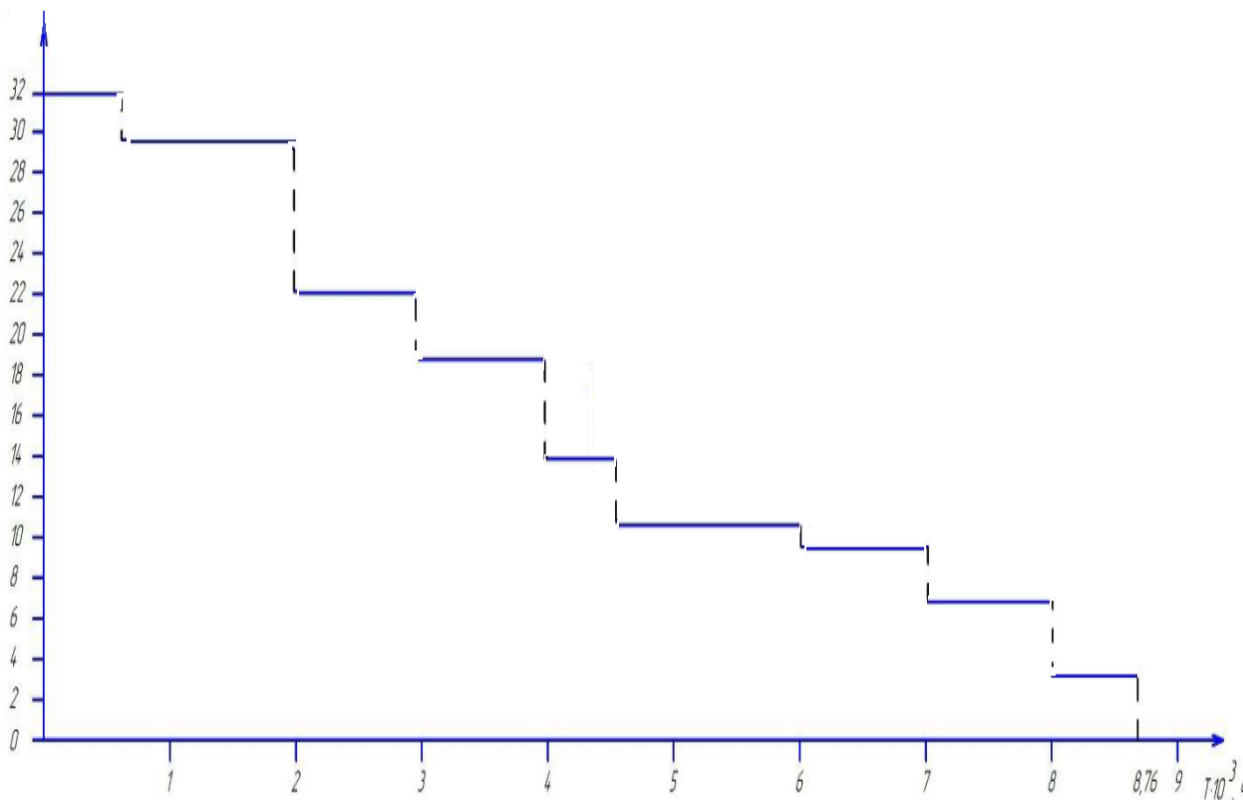


Рисунок 3.1 – График нагрузки за год эксплуатации

$$W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^K P_n \cdot t_n \quad (3.1)$$

$$W_{\text{ПС}} = 32 \cdot 670 + 29,5 \cdot 1330 + 22 \cdot 1000 + 18,5 \cdot 1000 + 13,5 \cdot 600 + 10,5 \cdot 1400 + 9 \cdot 1000 + 6 \cdot 1000 + 3,5 \cdot 760 = 141635 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

Далее определяем продолжительность максимальной годовой нагрузки на подстанции [29]:

$$T_M = \frac{W_{\text{ПС}}}{P_{\text{maxПС}}} \quad (3.2)$$

$$T_M = \frac{141635}{32} = 4426 \quad \text{ч}$$

Следующим этапом необходимо рассчитать коэффициент заполненности графика загруженности на подстанции:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_M}{8760}, \quad (3.3)$$

где 8760 - количество часов в календарном году.

$$K_{\text{зап}} = \frac{4426}{8760} = 0,5 \quad (3.4)$$

По рассчитанным ранее данным необходимо произвести выбор силовых трансформаторов (тип, число, и номинальная мощность Т-1, Т-2).

3.1.2 Выбор типа силовых трансформаторов

Силовой трансформатор (далее по тексту Т) – электромагнитный, статический аппарат, выполняющий функцию превращения одного класса

напряжения и тока в другой (большой или меньший), с сохранением частоты [4].

В основном на подстанциях проектируются трехфазные трансформаторы, за исключением случаев с номинально большой загруженностью, или трансформаторов, которые используются на подстанциях с огромной выработкой. На этих электростанциях применяются однофазные трансформаторы, в этом случае возможна передача большой мощности. В отличие от однофазных, трехфазные трансформаторы, имеют меньшие размеры, но больший запас КПД. Целесообразно на подстанциях проектировать пару трансформаторов работающих в параллель для обеспечения резервирования друг друга. При таком резерве, при выходе из работы одного из трансформаторов, увеличивается надежность энергоснабжения потребителей [1, 25].

Силовые трансформаторы должны оснащаться устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Устройство РПН, во время периодических колебаний нагрузки, поддерживает значение напряжения на выводах силового трансформатора. Работа РПН как устройства реализована на разности соотношения числа витков в первичной и вторичной обмотках трансформатора. Для реализации реконструкции подстанции, расчет номинальной мощности является первоочередной задачей. Для оптимального выбора трансформатора нужно принимать справочные данные, такие как [39], (тип, номинальное напряжение обмоток, мощность, потери холостого хода и тока короткого замыкания). Согласно справочника, исходя из сложившейся ситуации на ПС и перспективным развитием района рассчитываются силовые трансформаторы

Подстанция 110/6 «Восточная» имеет два уровня напряжения 110 кВ и 6 кВ, в связи с этим, при проектировании останавливаемся на выборе двухобмоточных трансформаторах.

Допустимая номинальная мощность трансформаторов и их число с учетом категории подключенных электроприемников рассчитывается по формуле из [28]:

$$S_{\text{ном.т} \geq \frac{S_{\text{max ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot n-1}, \quad (3.5)$$

где K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (для тупиковых ГПП и ПС коэффициент принимается равным 0,75...0,85), $K_{1-2} = 0,8$ [30]; $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, равный 1,4 [30]

$$S_{\text{ном.т} \geq \frac{32 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 18,3 \text{ МВА.}$$

При таком условии трансформаторы, как в нормальном, так и в аварийном режимах, обеспечивают надежным снабжением электроэнергией электроприемников 1 и 2 категории. В результате имеющегося значения $S_{\text{ном.Т}}$ рассматриваем два близких по значению номинальной мощности трансформаторов согласно следующего выражения:

$$S_{\text{ном.Т2}} > S_{\text{ном.Т1}} > S_{\text{ном.Т}} \quad (3.6)$$

$$32 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} \geq 18,3 \text{ МВА}$$

При таком выборе силовых трансформаторов применяется два типа трансформатора с расщепленной обмоткой по выражению из [28]

В виду того, что не взаимосвязанные в части гальваники обмотки низшего напряжения, допускающие независимую нагрузку на каждую из них, а также для уменьшения токов КЗ, и сугубо рационального расходования мощности, необходимо применить трансформаторы с расщепленной обмоткой.

Согласно имеющегося графика нагрузки за год эксплуатации подстанции данные трансформаторы при параллельной работе будут работать в экономичном режиме, с минимумом потерь мощности [28].

В расчетах при проектировании кроме потерь активной мощности в трансформаторах, нужно учитывать и потери дополнительной активной мощности, из-за потребления трансформаторами реактивной мощности [4].

Согласно справочных данных и условию из [4] более адаптивными под данный тип нагрузки и на техническом уровне обоснованными будут трансформаторы ТРДН-25000/110-У1, УХЛ1 и ТРДН-32000/110-У1, УХЛ1 производства ООО «Гольяттинский Трансформатор».

3.1.3 Расчет трансформатора ТРДН-25000/110/6 кВ-У1, УХЛ1. Справочные данные из [39], и указаны в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Справочные данные ТРДН-25000/110/6 кВ-У1

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ			$\Delta P_{x,x}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	Ук, %	I _x , %
		ВН	НН1	НН2				
ТРДН	25	115	6,6	6,6	19	120	10,5	0,23

Рассчитываем потери мощности для данного двухобмоточного трансформатора по формуле из [28]

$$P'_T = P'_X + k_{3.В}^2 \cdot P'_{к.В} + k_{3.НН1}^2 \cdot P'_{к.НН1} + k_{3.НН2}^2 \cdot P'_{к.НН2}, \quad (3.7)$$

где $P_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot Q_x$ - потери мощности трансформатора в режиме x/x;

ΔP_x - потери мощности трансформатора в режиме x/x, полученные из справочника [39];

K_{un} - коэффициент потерь, зависящий от удаленности электроприемников до подстанции. Рассчитываем согласно [28]:

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар};$$

Q_x - потери реактивной мощности Т в режиме х/х, рассчитывается по формуле в [28];

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.8)$$

$$Q_x = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57 \text{ квар}$$

где I_x – ток х/х Т;

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57 = 22 \text{ кВт}$$

Рассчитываем коэффициента загрузки обмоток трансформатора по выражению из [27]:

$$K_{з.в} = \frac{32000}{25000} = 1,28$$

$$K_{з.нн1,2} = \frac{16000}{25000} = 0,64$$

Следующим этапом согласно [30] производим расчет потери реактивной мощности в режиме к.з. для обмоток ВН и обмоток НН:

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot U_k (\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.9)$$

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 25000 = 328 \text{ квар}$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot U_k (\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.10)$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 25000 = 4593 \text{ квар}$$

Рассчитываем потери активной мощности при 100% загрузке трансформатора, по формуле из [28] и из справочных данных:

$$P_{к.в} = 0$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot \Delta P_{к.вн-нн} \quad (3.11)$$

$$P_{к.нн1,2} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 120 = 240 \text{ кВт}$$

Далее высчитываем приведенные потери активной мощности (из-за загрузки трансформатора) с учетом потерь реактивной мощности:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{un} \cdot Q_{к.в} \quad (3.12)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 328 = 16,4 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.нн1,2} = P_{к.нн1,2} + k_{un} \cdot Q_{к.нн1,2} \quad (3.13)$$

$$P'_{к.нн1,2} = 240 + 0,05 \cdot 4593 = 470 \text{ кВт}.$$

Согласно из рассчитанных данных получаем полные приведенные потери мощности в трансформаторе по формуле (3.7) из [28]

$$P'_T = 22 + 1,25^2 \cdot 16,4 + 0,64^2 \cdot 470 + 0,64^2 \cdot 470 = 432,5 \text{ кВт}.$$

Для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН потери электроэнергии $\Delta W_{ПС}$ рассчитываются согласно следующей формуле из [28]

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} + \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.bi} + \Delta W_{кн1i} + \\ &+ \Delta W_{кн1i} + \Delta W_{кн2i} = \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned} &= n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{3.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.нн1} \cdot k_{3.в1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.нн2} \cdot \right. \\ &\times \left. k_{3.в2i}^2 \cdot T_i \right), \end{aligned}$$

где i – порядковый № ступени графика нагрузки за год эксплуатации, $i=1,2,\dots$;

n_i – число трансформаторов ПС, работающие на i -ой ступени, которое определяется согласно формуле для определения экономической нагрузки $S_{Э.ПС}$ из [28]:

$$S_{Э.ПС} = S_{НОМ.Т} \cdot \sqrt{n \cdot n - 1} \cdot \frac{P'_x}{P'_k} \quad (3.15)$$

$$S_{Э.ПС} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1} \cdot \frac{22}{486,4} = 7519 \text{ кВА}$$

$S_{Э.ПС}$ - экономически эффективная нагрузка, которая определяется для трансформаторов работающих в параллель. Если значение получилось ниже рассчитанного, то целесообразно производить отключение одного Т работающего в параллель с другим;

$K_{зн.i} = \frac{S_{n.i}}{S_{НОМ.Т}}$ - коэффициент загрузки обмоток ВН и НН трехфазного двухобмоточного Т на i -ой ступени графика нагрузки за год эксплуатации;

T_i - продолжительность действия нагрузки S_i на i -ой ступени графика нагрузки за год эксплуатации;

Следующие этапы расчета трансформатора ТРДН-25000/110/6 кВ, для уменьшения объема и наглядности, сведены в таблицу А.1, приложения А.

Расчет стоимости потерь электроэнергии за год ведется по выражению из [40]:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 819281 \cdot 1,94 = 1589405 \text{ руб.},$$

где $C_э$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которое рассчитывается по формуле

$$C_э = \frac{\alpha \cdot 12}{T_m} + \beta = \frac{421 \cdot 12}{6003} + 1,099 = 1,94 \text{ руб/кВт·ч},$$

где α – основная ставка за 1 кВт мощности, согласно [40];

β – дополнительная ставка двойного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным прибором учета.

Далее по методу приведенных затрат рассчитываем общую экономическую эффективность выбранного трансформатора:

$$Z_{пр} = E_k \cdot k + I_o + I_э = 0,15 \cdot 18000000 + 1692000 + 1589405 = 5981405 \text{ руб}$$

где E_k – нормативный коэффициент дисконтирования, согласно [40]

I_o – годовые отчисления

$$I_o = p_{сум} \cdot k = 0,094 \cdot 18000000 = 1692000 \text{ руб.},$$

где $p_{сум} = 0,094$ – суммарный коэффициент отчисления

k – стоимость T , руб. [39]

3.1.4 Расчет трансформатора ТРДН-32000/110/6 кВ-У1, УХЛ1

Справочные данные из [39], и указаны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Справочные данные ТРДН-32000/110/6 кВ-У1

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Напряжение обмотки, кВ			$\Delta P_{x.x}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	U_k , %	I_x , %
		ВН	НН1	НН2				
ТРДН	32	115	6,6	6,6	25	160	10,5	0,28

Рассчитываем потери мощности для данного двухобмоточного трансформатора по формуле из [28]

$$P'_T = P'_X + k_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + k_{з.нн1}^2 \cdot P'_{к.нн1} + k_{з.нн2}^2 \cdot P'_{к.нн2}, \quad (3.16)$$

где $P_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot Q_x$ - потери мощности в режиме х/х;

ΔP_x - потери мощности T в режиме х/х, полученные из справочника [39];

K_{un} - коэффициент потерь, зависящий от удаленности электроприемников до подстанции. Рассчитываем согласно [28];

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар};$$

Q_x - потери реактивной мощности Т в режиме х/х, рассчитывается по формуле в [28];

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.17)$$

где I_x – ток х/х.

$$Q_x = \frac{0,28}{100} \cdot 32000 = 87 \text{ квар}$$

$$P'_x = 25 + 0,05 \cdot 87 = 29 \text{ кВт}$$

Рассчитываем коэффициент загрузки обмоток Т по выражению из [28]:

$$K_{з.в} = \frac{32000}{32000} = 1$$

$$K_{з.нн1,2} = \frac{16000}{32000} = 0,5$$

Следующим этапом согласно [28] производим расчет потери реактивной мощности в режиме к.з. для обмоток ВН и обмоток НН:

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot U_k (\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.18)$$

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 32000 = 420 \text{ квар}$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot U_k (\%)}{100} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \quad (3.19)$$

$$Q_{к.нн1,2} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 32000 = 5880 \text{ квар}$$

Рассчитываем потери активной мощности при 100% загрузке трансформатора, по формуле из [28] и из справочных данных:

$$P_{к.в} = 0$$

$$P_{к.нн1} = P_{к.нн2} = 2 \cdot \Delta P_{к.вн-нн} \quad (3.20)$$

$$P_{к.нн1,2} = P_{к.нн2} = 2 \cdot 160 = 320$$

Далее высчитываем приведенные потери активной мощности (из-за загрузки Т) с учетом потерь реактивной мощности:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{un} \cdot Q_{к.в} \quad (3.21)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 420 = 21 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.нн1,2} = P_{к.нн1,2} + k_{un} \cdot Q_{к.нн1,2} \quad (3.22)$$

$$P'_{к.нн1,2} = 320 + 0,05 \cdot 5880 = 614 \text{ кВт}$$

Согласно рассчитанных данных получаем полные приведенные потери мощности в Т по формуле (3.16) из [28]

$$P'_T = 29 + 1^2 \cdot 21 + 0,5^2 \cdot 614 + 0,5^2 \cdot 614 = 357 \text{ кВт}$$

Для трехфазных Т с расщепленной обмоткой НН потери электроэнергии $\Delta W_{ПС}$ рассчитываются согласно следующей формуле из [28]

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} + \Delta W_{xi} + \Delta W_{k.bi} + \Delta W_{кн1i} + \\ &+ \Delta W_{кн1i} + \Delta W_{кн2i} = \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} &= n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{3.вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.нн1} \cdot k_{3.в1i}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.нн2} \cdot \right. \\ &\times \left. k_{3.в2i}^2 \cdot T_i \right), \end{aligned}$$

где i – порядковый № ступени графика нагрузки за год эксплуатации, $i=1,2,\dots$;

n_i – число Т ПС, работающие на i -ой ступени, которое определяется согласно формуле для определения экономической нагрузки $S_{Э.ПС}$ из [28]:

$$S_{Э.ПС} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n \cdot n - 1} \cdot \frac{P'_x}{P'_k} \quad (3.24)$$

$$S_{Э.ПС} = 32000 \cdot \sqrt{2 \cdot 2 - 1} \cdot \frac{29}{635} = 9671 \quad \text{кВА}$$

$S_{Э.ПС}$ - экономически эффективная нагрузка, которая определяется для Т работающих в параллель. Если значение получилось ниже рассчитанного, то целесообразно производить отключение одного Т работающего в параллель с другим

$K_{зн.i} = \frac{S_{n.i}}{S_{ном.т}}$ - коэффициент загрузки обмоток ВН и НН трехфазного двухобмоточного Т на i -ой ступени графика нагрузки за год эксплуатации;

T_i - продолжительность действия нагрузки S_i на i -ой ступени графика нагрузки за год эксплуатации;

Следующие этапы расчета трансформатора ТРДН-32000/110/6 кВ, для уменьшения объема и наглядности, сведены в таблицу А.2, приложения А.

Расчет стоимости потерь электроэнергии за год ведется по выражению из [40]:

$$И_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э = 777513 \cdot 1,94 = 1508375 \text{ руб}$$

где $C_э$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, которое рассчитывается по формуле

$$C_э = \frac{\alpha \cdot 12}{T_m} + \beta = \frac{421 \cdot 12}{6003} + 1,099 = 1,94 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

где α – основная ставка за 1 кВт мощности, согласно [40];

β – дополнительная ставка двойного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии, учтенной расчетным прибором учета.

Далее по методу приведенных затрат рассчитываем общую экономическую эффективность выбранного трансформатора:

$$Z_{\text{пр}} = E_k \cdot k + I_o + I_э = 0,15 \cdot 22000000 + 2068000 + 1508357 = 6876357$$

руб

где E_k – нормативный коэффициент дисконтирования, согласно [9]

I_o – годовые отчисления

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot k = 0,094 \cdot 22000000 = 2068000 \text{ руб.},$$

где $p_{\text{сум}} = 0,094$ – суммарный коэффициент отчисления

k – стоимость силовых Т, руб. [39].

3.2 Решение по ЭМС

3.2.1 Описание проблемы ЭМС постановка задач

Современные устройства РЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи имеют широкий спектр функционала и многие другие преимущества, так как они основаны на микропроцессорных и микроэлектронных элементах, перед электронно-механическими «собратями». Но даже такие преимущества в своем роде имеют большой недостаток в работе устройств, а именно: устанавливаемая цифровая аппаратура может подвергаться воздействию электромагнитных помех. Наиболее опасными источниками помех являются электрические процессы в первичных сетях подстанции (в штатном режиме, при коммутациях и коротких замыканиях) [31, 32]. Также опасность могут представлять помехи при молниевых разрядах (особенно при размещении цифровой аппаратуры и ее проводных цепей в непосредственной близости от элементов системы молниезащиты ПС). Поэтому, согласно РД 34.20.116-93 [16], РД 153-34.0-20.525-00 [17], СО 153-34.21.122-2003 [18], СО 34.35.311-2004 [19], для разработки обоснованных технических решений по обеспечению ЭМС представляется целесообразным проведение работ по определению электромагнитной обстановки на объекте и корректировке защитных мероприятий в соответствии с требованиями ЭМС.

В процессе эксплуатационной деятельности в целом подстанции вырабатывают мощные электромагнитные поля и помехи, в связи с этим для

бесперебойной работы микропроцессорных УРЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи необходимо обеспечить их ЭМС с жесткой электромагнитной обстановкой [5-7, 9, 41-46]. Для выполнения данного условия необходимо выполнить следующие требования:

1) все устройства (микроэлектронные, микропроцессорные) необходимо подвергать испытаниям по классам жесткости испытаний на помехоустойчивость, которые определяются в [15];

2) на реконструируемой подстанции уровни помех и полей, которые воздействуют на микроэлектронные, микропроцессорные элементы устройств и их коммуникаций, не могут превышать значения, при которых работа этих устройств будет сбита. При этом устанавливаемые устройства проверены на ЭМС в соответствии с действующей НТД [16]-[19];

3) уровни разностей потенциалов, прикладываемых к изоляции вторичных цепей, не должны превышать допустимые нормы в соответствии с [16], [17]. Перенапряжения, приложенные к элементам электрических схем, не должны превышать предельно допустимых уровней, указанных для данных элементов, [16], [17].

Для этого в работе были выполнены следующие расчеты:

1) расчет разностей потенциалов на ЗУ ПС, которые могут быть приложены к изоляции вторичных кабелей и (или) входам МП аппаратуры при максимальных токах КЗ (для КЗ на сторонах 110 и 6 кВ) и молниевых разрядах с помощью программы ORU-M 2.1.20;

2) расчет величин наведенных потенциалов при молниевом разряде, коротких замыканиях на аппаратуру и вторичные кабели. Проведен с применением программы Interferences 2.3.30;

3) расчет напряженности импульсных магнитных полей в местах расположения МП аппаратуры при КЗ и молнии;

4) расчет вероятности поражения площадки ПС молнией с ожидаемой величиной тока молниевых разрядов; (расчетная величина тока молнии

использовалась в указанных выше расчетах и моделированиях вторичных воздействий молниевых разрядов на МПА и контрольные кабели);

5) разработка технических решений по прокладке кабелей вторичных цепей по ОРУ, ЗРУ-6 кВ, экранированию МП аппаратуры и ее цепей;

6) разработка рекомендаций по защите от воздействия на МП аппаратуру РЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи от электростатических разрядов;

7) оценка других факторов, способных оказать воздействие на МП-аппаратуру и выявленных в процессе выполнения работы (импульсные магнитные поля);

7) разработка требований к размещаемой на объекте аппаратуре в части ЭМС (устойчивости к помехам);

8) определение необходимости дополнительных мероприятий по обеспечению ЭМС аппаратуры РЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи.

3.2.2 Источники помех

Основными источниками помех, способных представлять опасность для МП аппаратуры на ПС являются:

1) молниевые разряды в элементы молниезащиты ПС;

2) электрические процессы в сетях выше 1 кВ (в установившихся режимах, а также при выполнении коммутационных операций и в аварийных режимах);

3) электрические процессы в силовых сетях до 1 кВ;

4) электростатические разряды.

При необходимости, следует принимать во внимание другие источники помех, включая радиосредства (аппараты мобильной связи, телефонные радиоудлиннители, переносные радиостанции).

3.2.3 Краткие сведения ЭМС по реконструируемой подстанции

Площадка ПС 110 кВ Восточная расположена в г. Тольятти Самарской области. В районе расположения ПС уровень грозовой активности составляет 60-80 часов в год.

По результатам исследований, значение удельного сопротивления грунта (суглинки) составляет 49 Ом*м.

С учетом сезонного промерзания грунта в зимний период, – 1,8 м (сезонный коэффициент $K_c=1,3$), расчётные удельные эквивалентные сопротивления для грунтов (пески, суглинки) на ПС 110/6 кВ Восточная приняты следующие:

1) для верхнего слоя, на глубину до 1,8м в зимний период - 64 Ом·м, ниже - 49 Ом·м;

2) в летний период 49 Ом·м.

Устанавливаемая по МП аппаратура размещается в помещениях существующего здания ОПУ и в отдельном контейнере связи. Аппаратура РЗА - в шкафах заводского производства ЗАО «РАДИУС Автоматика» в помещении релейных панелей, аппаратура ТМ и связи – в контейнере связи, расположенном на территории ПС около существующего ОПУ.

В соответствии с расчетными перспективными значениями, токи замыкания на землю, используемые в расчетах, имеют следующие значения:

1) на шинах ОРУ-110 кВ однофазный ток короткого замыкания на землю – 16,76 кА;

2) на стороне 6 кВ ток двухфазного короткого замыкания:

- до реакторов - 17,06 кА;

- после реакторов - 14 кА.

Заходы 110 кВ на ПС выполняются воздушной линией.

Реконструкция ПС «Восточная» разделяется на 2 этапа.

Для системы питания собственных нужд на подстанции предусматривается два новых ТСН, тип ТМГ-100 кВА с подключением к шинам 6 кВ и щит собственных нужд переменного тока на основе шкафов серии ШНЭ8350 (устанавливаются на I очереди реконструкции).

Для организации системы постоянного тока предусматривается установка щита постоянного тока производства ООО НПП «Экра» с зарядно-выпрямительными устройствами НРТ-40.220 ХЕ производства «Ольдам» и аккумуляторной батареей стеллажного размещения 8GroE200, 200 А·ч (устанавливаются на I очереди реконструкции) [38].

Схематичные планы территории ПС 110 кВ Восточная (I, II очереди реконструкции) приведены на рисунках 3.2, 3.3.

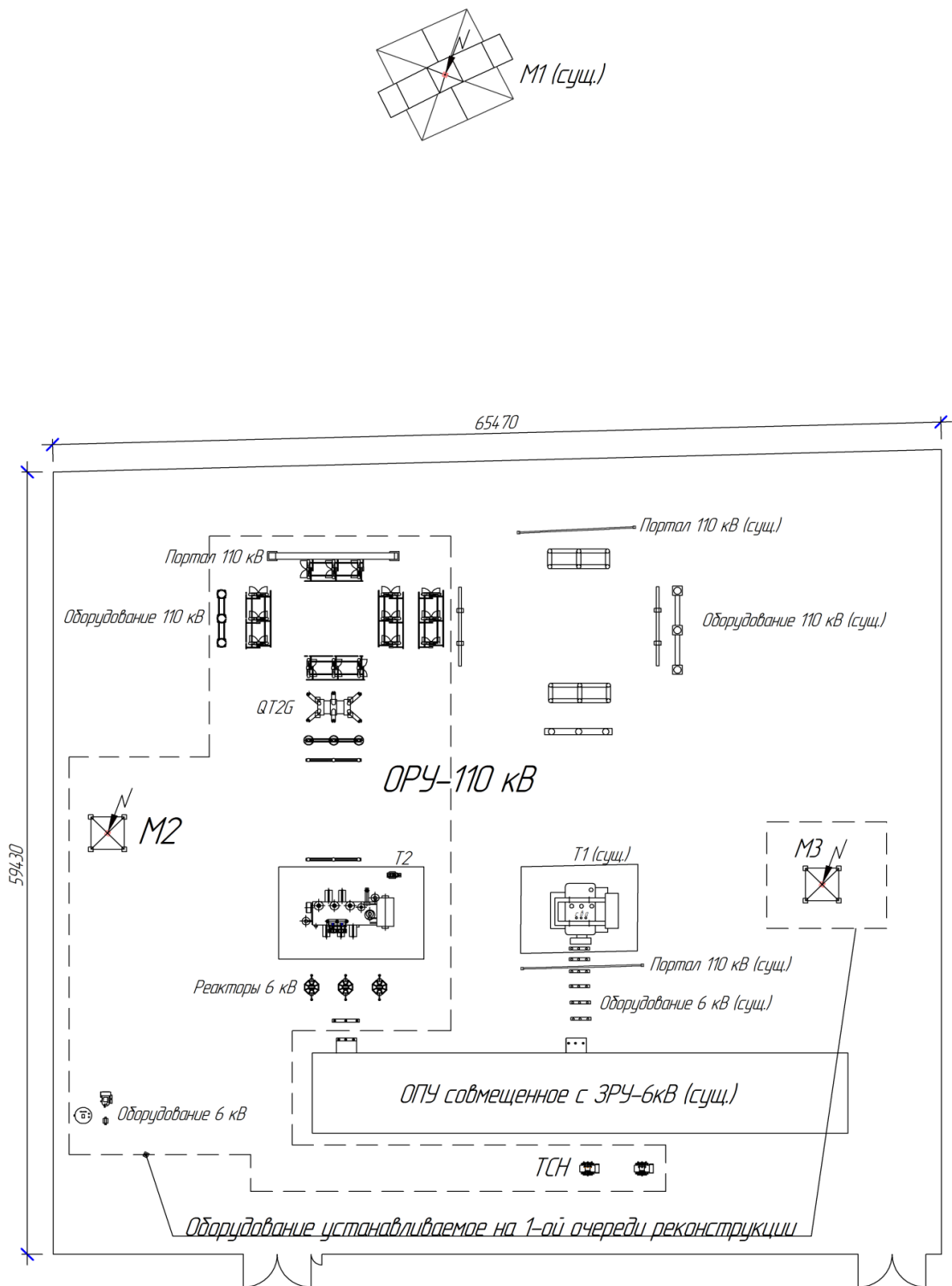


Рисунок 3.2 - Схематичный план территории ПС 110 кВ Восточная
(I очередь реконструкции)

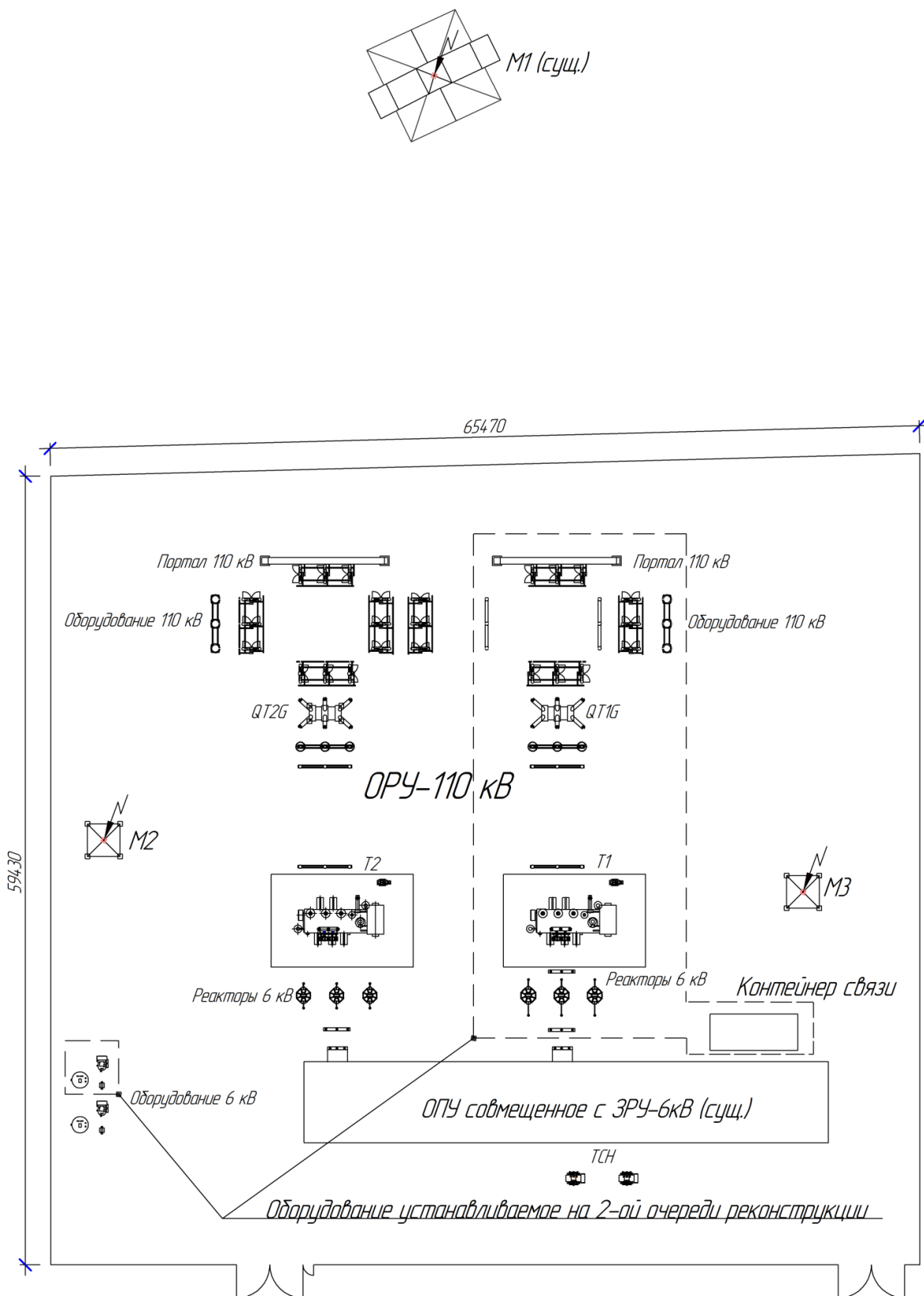


Рисунок 3.3 - Схематичный план территории ПС 110 кВ Восточная
(II очередь реконструкции)

3.2.4 Прогнозирование ЭМО на ПС 110 «Восточная». Технические решения и рекомендации по обеспечению ЭМС

3.2.4.1 Анализ компоновки ПС

Основные особенности компоновки ПС 110 кВ Восточная, влияющие на ЭМО, следующие:

1) новые молниеприемники М2, М3 находятся на территории ПС, устанавливаются на прожекторных мачтах ПМС-24, Н=26,15 м на I очереди реконструкции. Молниеприемник М1(опора заходов ВЛ-110 кВ, Н=29,6 м, сущ.) находится за пределами ПС, имеет обособленный заземлитель;

2) здание ОПУ, контейнер связи относительно ОРУ-110 кВ, силовых трансформаторов и молниеприемников, в целом, располагаются на значительном расстоянии, при котором величина напряженности магнитных полей (в нормальном максимальном режиме, при КЗ на шинах и протекании через молниеприемники тока молнии) не будет представлять опасности для установленной в ОПУ МП аппаратуры. В п. 4.9.1. выполнен расчет величин импульсных магнитных полей от токов КЗ и молнии для наиболее приближенных к помещениям ОПУ шин 110, 6 кВ и молниеприемников;

3) местоположение ТСН и ЩСН на значительном расстоянии от шкафов с терминалами позволяет избежать постоянного воздействия на МП аппаратуру сильных магнитных помех промышленной частоты;

4) кабели (терминалов РЗА, ТМ и АИИС КУЭ), выходящие из ОПУ на ОРУ 110 кВ и в ЗРУ-6 кВ в целом имеют небольшую длину, что позволяет прогнозировать возможный перегрев экранов при их двухстороннем заземлении (расчет нагрева экранов выполнен в п.4.4);

5) небольшие размеры площадки ПС (~ 60х65 м), позволяют предварительно прогнозировать появление не слишком высоких разностей потенциалов, приложенных к входам МП аппаратуры и к изоляции вторичных цепей при КЗ и молниевых разрядах. Разности потенциалов соответствуют [16], [17] при условии точного и полного выполнения

разработанного в проекте варианта ЗУ ПС и технических мероприятий для обеспечения ЭМС.

3.2.4.2 Заземляющее устройство ПС 110 кВ Восточная

3.2.4.2.1 Общие требования к ЗУ ПС

Существующее ЗУ ПС не соответствуют условию термической стойкости см. 698-2-ЭМО, поэтому, ЗУ ПС реконструируется путем полной замены заземлителей на новые. Реконструкция (демонтаж существующего ЗУ ПС) выполняется в две очереди.

Прокладываются дополнительные горизонтальные и вертикальные заземлители. Демонтаж существующих заземлителей выполняется одновременно с работами по закладке новых.

На I очереди реконструкции выполняется закладка основной части ЗУ ПС, заземляется новое оборудование присоединения Т2, молниеприемники М2 и М3. Новое ЗУ временно присоединяется к существующему, которое остается под оборудованием присоединения Т1.

На II очереди реконструкции выполняются окончательные работы по устройству ЗУ ПС, заземляется оборудование присоединения Т1, контейнер связи.

Для горизонтальных электродов применяется полосовая сталь Ст. 40х5 мм, для вертикальных электродов – круглая сталь d 32 мм, l=3м

Сечение электродов окончательно обосновано расчетами ЗУ ПС в программе ОРУ-М 2.1.20 (расчет сопротивления ЗУ ПС растеканию тока при КЗ), пункт 3.4.2.2.

Выполним проверку сечение выбранных горизонтальных заземлителей по термической стойкости при коротком замыкании по РД 153-34.0-20.525-00 [17], РД 153-34.0-20.527-98 [14], ПУЭ-7 [1].

$$S \geq \frac{I \cdot \bar{t}}{K}, \quad (3.25)$$

где S - поперечное сечение проводника;

I - наибольший ток к.з. на землю;

t - время необходимое для работы защит;

K - коэффициент, зависящий от структуры (материала) проводника, его температуры до и после к.з.:

$$K = \frac{Q \cdot (B+20)}{\rho_{20}} \cdot \ln\left(1 + \frac{Qt - Q_i}{B + Q_i}\right), \quad (3.26)$$

где Q - объёмная теплоёмкость материала (Дж/°С · мм³)

B - величина обратная температурному коэффициенту сопротивления;

ρ_{20} - удельное электрическое сопротивление проводника при $t = 20^\circ\text{C}$;

Q_t и Q_i - конечная и начальная температуры нагрева проводника (400 и 20°C).

Коэффициент K , рассчитанный для максимально допустимой температуры 400°C (по вышеуказанной формуле) имеет значение $K=78$. Для расчёта примем ток однофазного короткого замыкания на землю на стороне 110 кВ, $I_k^{(1)}=16,76$ кА, время действия защит определяется сложением времени действия защиты и времени отключения выключателя [14] и составляет, при замыкании на стороне 110 кВ $t = 0,5$ с. Тогда допустимое, по термической стойкости, сечение элементов ЗУ составляет, при замыкании на стороне 110 кВ $S=151$ мм². Сечение вновь закладываемых горизонтальных электродов больше минимально допустимого по термической стойкости.

Элементы ЗУ ПС соответствуют условию термической стойкости при коротком замыкании на землю.

3.2.4.2.2 Моделирование ЗУ ПС. Анализ результатов

Для расчета ЗУ подстанции в программе ОРУ-М 2.1.20 (разработка РАО «ЕЭС России», Московский энергетический институт, ООО «НПФ ЭЛНАП») были созданы модели, соответствующие планам ЗУ ПС для I, II очередей реконструкции, в которых были заданы: горизонтальные и вертикальные заземлители, порталы, молниеприёмники, фундаменты оборудования и зданий, устройства выравнивания потенциалов внутри зданий. При моделировании не учитывалось присоединение молниезащитных тросов.

Расчётные схемы заземляющего устройства ПС, представлены на рисунках 3.4, 3.5. Диаграммы моделирования ЗУ ПС 110 кВ Восточная представлены в приложение Б.

Расчет ЗУ в программе ОРУ-М при коротком замыкании на сторонах 110 и 6 кВ в зимний период с учетом промерзания и увеличения удельного сопротивления грунта показал, что динамическое сопротивление растекания ЗУ ПС составит 0,4 Ом, что не превышает 0,5 Ом, нормированных ПУЭ [1].

При расчете и проверке заземляющего устройства подстанции (в программе ОРУ-М 2.1.20), расчете величин электрических помех в контрольных кабелях (в программе Interferences 2.3.30), пункт 3.4.3 были смоделированы следующие аварийные события:

- 1) однофазное короткое замыкание на землю на ОРУ-110 кВ. Максимальное время работы защит - 0,5 сек. Ток замыкания - 16,76 кА;
- 2) двухфазное короткое замыкание на стороне 6 кВ до токоограничивающих реакторов, ток замыкания 17,06 кА. Замыкание между фазами 6 кВ происходит через ЗУ ПС. Максимальное время работы защит – 0,8 сек.;
- 3) поражение молнией молниеприемников М1, М2, М3. Длительность фронта подъема/спада импульса молнии – 10/350 мкс. Ожидаемый ток молнии – 30 кА. Расчет ожидаемого тока молнии приведен в пункте 3.2.4.8.1);

4. Срабатывание ОПН-110 кВ Т2 (для расчетной схемы ЗУ I очереди реконструкции) и ОПН-110 кВ Т1 (для расчетной схемы ЗУ II очереди реконструкции). Длительность фронта подъема/спада – 8/20 мкс. Ожидаемый ток – 10 кА [10,11].

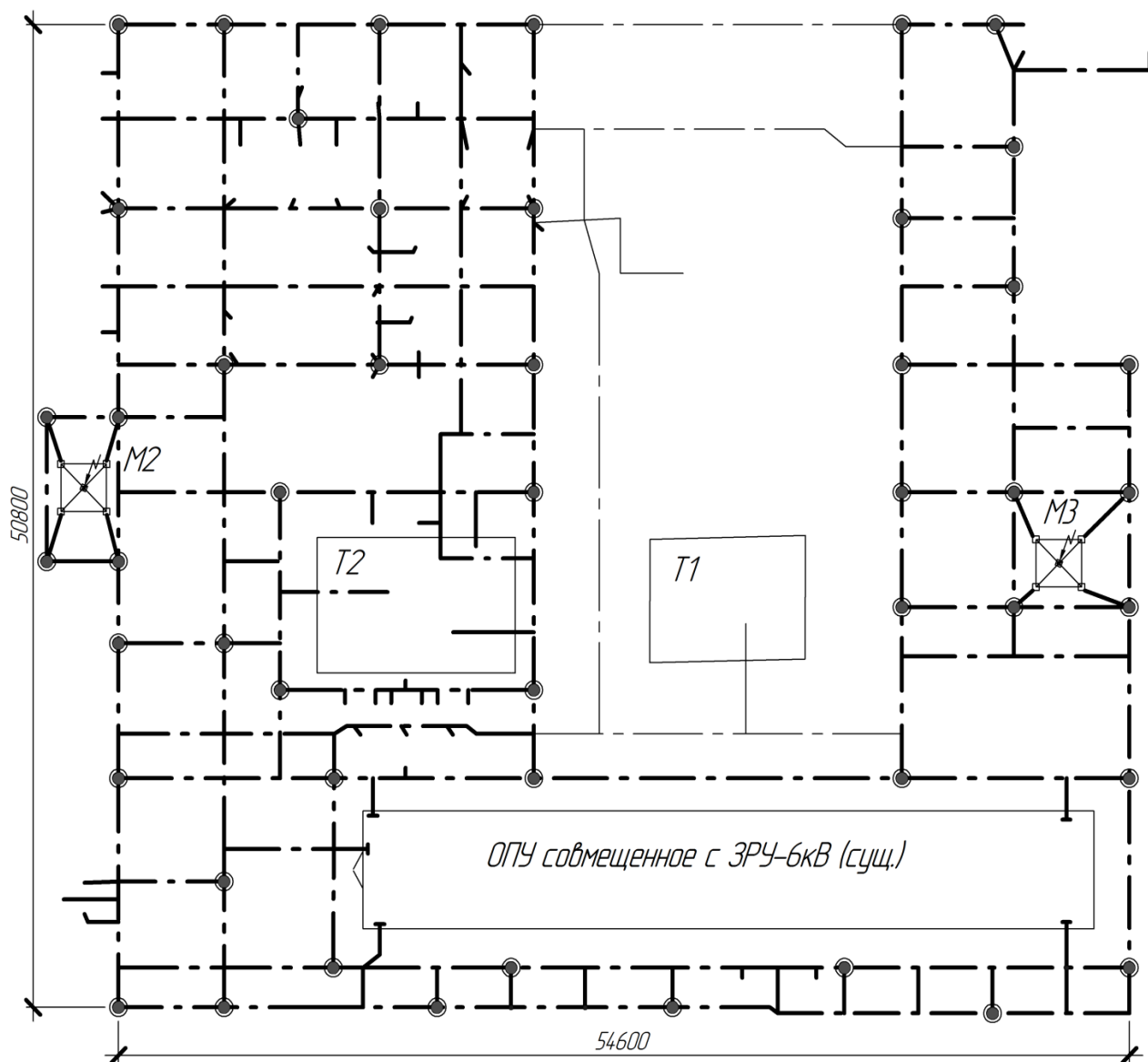
Из полученных в программе ORU-M диаграмм по событиям коротких замыканий и молниевых разрядов для расчетных схем ЗУ ПС I, II очередей реконструкции (приложение Б), заключаем следующее:

1) расчетное напряжение на ЗУ превышает 5 кВ поэтому, согласно [8], п.1.7.89, требуются дополнительные меры по защите изоляции кабелей до 1000 В, выходящих за пределы площадки ПС (усиление изоляции и т.п.). По настоящему проекту такие кабели не прокладываются;

2) напряжения прикосновения на площадке подстанции во всех аварийных случаях (для КЗ) и для обеих расчетных схем ЗУ находятся в пределах 65 В, что соответствует требованиям [17];

3) в случаях коротких замыканий, площадки ОРУ-110 и ОПУ, совмещенное с ЗРУ находятся в одной или смежных зонах распределения потенциалов. Разность потенциалов (импульсное напряжение, которое будет приложено к изоляции кабелей вторичных цепей по схеме «провод-земля», проложенных на ОРУ-110 кВ) составит не более 1 кВ. Результаты расчета не превышают допустимых значений ($1,2\text{кВ} + U_{\text{ном.цепи}}$) для КЗ, что соответствует требованиям в [14];

4) в случаях молниевых разрядов максимальные расчетные значения импульсных напряжений, которые могут быть приложены к изоляции кабелей вторичных цепей по схеме «провод-земля», проложенных на ОРУ, составят не более 5,1 кВ. Значения не превышают допустимого 6 кВ, что соответствует требованиям НТД для импульсного сопротивления категории IV, [18].



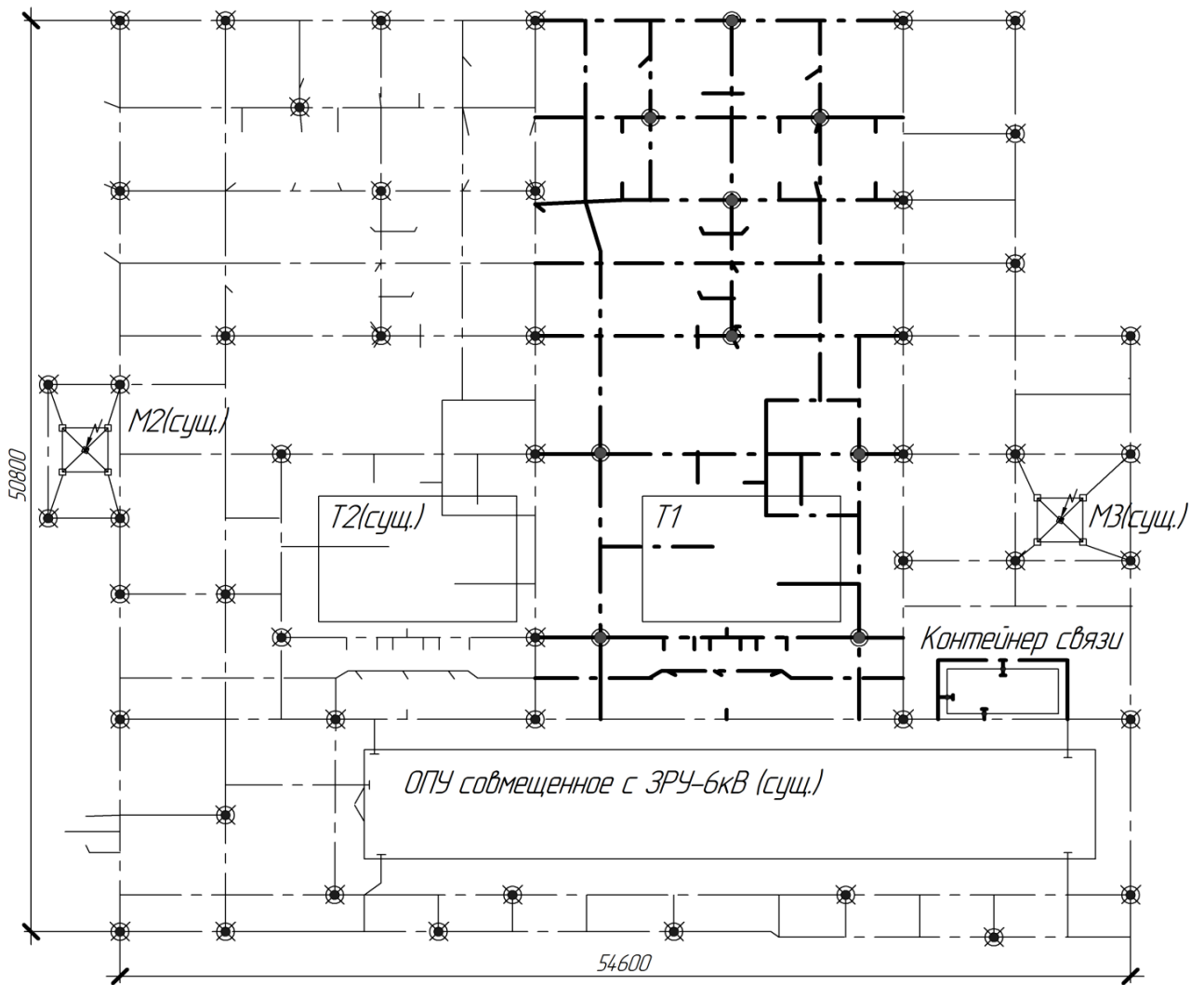
Условные графические обозначения:

- — — — — - горизонтальный электрод нового заземлителя
Закладывается на 1-ой очереди реконструкции;
- — — — — - горизонтальный электрод существующего заземлителя;
- - вертикальный электрод нового заземлителя;
- ⊥ - ввод ЗУ ПС в здание

Примечание:

1. Молниеприемник М1 находится за пределами ПС и имеет обособленный заземлитель

Рисунок 3.4 - Расчётная схема ЗУ ПС 110 кВ Восточная
(I очередь реконструкции)



Условные графические обозначения:

- горизонтальный электрод нового заземлителя. Закладывается на 2-ой очереди реконструкции;
- горизонтальный электрод заземлителя, заложенного на 1-ой очереди реконструкции;
- вертикальный электрод нового заземлителя. Закладывается на 2-ой очереди реконструкции;
- вертикальный электрод заземлителя, заложенного на 1-ой очереди реконструкции;
- ввод ЗУ ПС в здание с заземлением стального несущего каркаса

Примечание:

1. Молниеприемник M1 находится за пределами ПС и имеет обособленный заземлитель

**Рисунок 3.5 - Расчётная схема ЗУ ПС 110 кВ Восточная
(II очередь реконструкции)**

3.2.4.3 Моделирование электромагнитных помех в контрольных кабелях

При молниевых разрядах в молниеприемники и КЗ на ПС, значительные токи, протекающие по заземлителю могут наводить в жилах контрольных кабелей мощные электромагнитные помехи.

Для расчёта уровня электромагнитных помех, аварийные события и схема ЗУ, соответствующая II очереди реконструкции, были смоделированы в программе Interferences 2.3.30 в условных контрольных кабелях. Результаты моделирования сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Импульсные помехи в контрольных кабелях

№	Тип условных кабелей, кол-во, сечение жил	Трасса прокладки	Импульсные (длительность 3-5 мкс) электрические помехи в сигнальных кабелях в местах подключения к микропроцессорным терминалам при аварийных событиях, В:			
			1 ф. зам. на землю на ОРУ-110 кВ,	2 ф КЗ на стороне 6 кВ (до ток. огр. реакторов)	Молния в М2 (30 кА)	Молния в М3 (30 кА)
1	КВВГЭнг-LS-4x2,5	ОРУ-110 кВ, шкаф. выкл. QT2G - ОПУ	25	45	5	5
2	КВВГЭнг-LS-14x1,5	ОРУ-110 кВ, шкаф. выкл. QT2G - ОПУ	10	30	5	5
3	КВВГЭнг-LS-4x2,5	ОРУ-110 кВ, шкаф ТН-110 1 сш-ОПУ	25	35	0	0

В соответствии с таблицей 3.3, при всех аварийных режимах, максимальная величина электромагнитных помех в контрольных кабелях в местах подключения их к микропроцессорным терминалам составляет 50 В, что не выше 4 кВ и соответствует согласно [6], [7] для устройств, проверенных по IV степени жесткости на стабильную работу к помехам при использовании большой мощности.

3.2.4.4 Расчетная оценка нагрева экранов контрольных кабелей при КЗ и молниевых разрядах

Как уже выше было сказано, для экранирования электромагнитных помех и уменьшения разности потенциалов, которая может быть приложена к изоляции кабелей при КЗ и молниевых разрядах их экраны должны быть заземлены в начальной и конечной точке кабелей. При этом возникает опасность протекания по экрану значительных токов, которые вызовут нагрев экрана.

Значения допустимой температуры экрана в справочной литературе не приводятся, а даются только данные о температурах нагрева жил кабелей, которые видимо можно принять и для экранов тех же кабелей. Ввиду лучшего, чем у жил, теплового контакта экрана с соседними элементами, такое допущение будет давать определенный запас при расчете.

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 [14] максимальная температура нагрева варьируется в пределах 150-160°C, возникающая при коротких замыканиях, для кабелей с изоляцией состоящей из поливинилхлоридного пластиката, а максимальная температура жил при коротких замыканиях при условии невозгорания равна 400°C.

Экран оболочки в контрольных кабелях марки КВВГЭ изготовлен как обмотка из меди (фольги или ленты) толщиной 0,06 мм, или из алюминия (фольги) толщиной 0,1-0,15 мм с помощью перекрытия, который обеспечивает целостность экрана при значениях радиуса изгиба кабеля в пределах допустимых значений. Экран может быть выполнен из продольных

с перекрытием алюминиевых гофрированных лент. Рядом с экраном из алюминиевой фольги допускается прокладывать медную проволоку $d = 0,4-0,6$ мм.

По эмпирическому выражению, предложенному в [19], рассчитаем выборочно степень нагрева экранов в условных кабелях разной длины, прокладываемых из ОПУ к оборудованию в разных частях площадки ПС, а так же из ОПУ в ЗРУ-6 кВ. Расчет выполнен для расчетных схем ЗУ I и II очередей реконструкции. Выражение для расчета нагрева экрана кабеля:

$$\Delta\theta = 7 \cdot \frac{U^{3/2}}{L^{3/2}} \cdot \bar{\tau}, \quad (3.27)$$

где $\Delta\theta$ - нагрев экрана кабеля, °С;

U - импульсное напряжение, приложенное к экрану, В (значения взяты из результатов моделирования в программе ORU-M);

L - длина кабеля, м;

τ - время работы защит, длительность импульса тока, сек. Для основных и резервных защит принято время их срабатывания (с учетом времени работы выключателя):

для 110 кВ 0,1 сек-основная, 0,5 сек – резервная защита;

для 6 кВ 0,1 сек-основная, 0,8 сек – резервная защита.

Молния условно рассматривается как многокомпонентный молниевый разряд, т.е. два идущих друг за другом токовых импульса длиной 350 мкс каждый (маловероятно), т.е. общее время действия молнии принято 0,0007 сек. Значение полученное, согласно выражения (3.25) предусматривает отвод тепла от экрана кабеля к его изоляции, при этом во время нагревания экрана, происходит увеличение его сопротивления. При этом экран может быть выполнен как из меди, так и из алюминия, толщина экрана принята равной среднему типовому значению для кабелей КВВГЭ [33]. Результаты расчета сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Температуры нагрева экранов контрольных кабелей [34]

Аварийное событие	L каб., м	Напряж. на экр. U, В	Время работы осн.защ. или время молниевом разряда t1, с	Время работы рез.защ. t2, с	Нагрев экрана при работе осн.защ., или молниевом разряде ΔΘ1, °С	Нагрев экрана при работе рез.защ. , ΔΘ2, °С
1	2	3	4	5	6	7
Кабель КВВГЭнг. Прокладка от ОПУ до ОРУ-110 кВ, выключатель QT2G (расчетная схема ЗУ ПС для I очереди реконструкции)						
1ф замыкание на землю на ОРУ-110 кВ	100	300	0,1	0,5	12	20
2ф КЗ на стороне 6 кВ (до реактора)	100	100	0,1	0,8	0	20
Молния в М1	100	0	0,001	-	0	-
Молния в М2	100	3200	0,0007	-	35	-
Молния в М3	100	5100	0,0007	-	70	-
Срабатывание ОПН-110 кВ 2 с.ш.	100	4700	0,0007	-	60	-
Кабель КВВГЭнг. Прокладка от ОПУ в ЗРУ-6 кВ, яч.33. (расчетная схема ЗУ ПС для I очереди реконструкции)						
1ф замыкание на землю на ОРУ-110 кВ	40	100	0,1	0,5	10	20
2ф КЗ на стороне 6 кВ (до реакторов)	40	100	0,1	0,8	10	25
Молния в М1	40	0	0,0007	-	0	-

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7
Молния в М2	40	900	0,0007	-	20	-
Молния в М3	40	3500	0,0007	-	150	-
Срабатывание ОПН-110 кВ 2 с.ш.	40	250	0,0007	-	0	-
Кабель КВВГЭнг. Прокладка от ОПУ до ОРУ-110 кВ, выключатель QT2G (расчетная схема ЗУ ПС для II очереди реконструкции)						
1ф замыкание на землю на ОРУ-110 кВ	100	200	0,1	0,5	10	15
2ф КЗ на стороне 6 кВ (до реакторов)	100	100	0,1	0,8	0	10
Молния в М1	100	0	0,0007	-	0	-
Молния в М2	100	2000	0,0007	-	20	-
Молния в М3	100	3600	0,0007	-	40	-
Срабатывание ОПН-110 кВ 2 сш.	100	900	0,0007	-	0	-
Кабель КВВГЭнг. Прокладка от ОПУ в ЗРУ-6 кВ, яч.33. (расчетная схема ЗУ ПС для II очереди реконструкции)						
1ф замыкание на землю на ОРУ-110 кВ	40	100	0,1	0,5	10	20
2ф КЗ на стороне 6 кВ (до реакторов)	40	100	0,1	0,8	10	25
Молния в М1	40	0	0,0007	-	0	-
Молния в М2	40	700	0,0007	-	15	-
Молния в М3	40	3200	0,0007	-	130	-
Срабатывание ОПН-110 кВ 2 сш.	40	100	0,0007	-	0	-

Продолжение таблицы 3.4

Кабель КВВГЭнг. Прокладка от ОПУ до ОРУ-110 кВ, выключатель QT1G (расчетная схема ЗУ ПС для II очереди реконструкции)						
1ф замыкание на землю на ОРУ-110 кВ	65	100	0,1	0,5	5	10
2ф КЗ на стороне 6 кВ (до реакторов)	65	100	0,1	0,8	5	15
Молния в М1	65	0	0,0007	-	0	-
Молния в М2	65	300	0,0007	-	0	-
Молния в М3	65	2300	0,0007	-	40	-
Срабатывание ОПН-110 кВ 1 шт.	65	3400	0,0007	-	70	-

Полученные значения показывают, что за время работы основных защит, резервных защит и молниевых разрядах степень нагрева экранов кабелей при их двухстороннем заземлении находится в допустимых пределах (160 °С).

3.2.4.5 Технические решения по защите МПА и ее цепей от импульсных помех и перенапряжений

Для снижения импульсной разности потенциалов приложенной к вводам микропроцессорной аппаратуры и цепей изоляции необходимо произвести двухстороннее заземление экрана кабелей.

Для цепей гальванически связанных с заземляющим устройством подстанции, разность потенциалов уменьшается в от 4 до 7 раз, а для цепей, гальванически не связанных, в 10÷100 раз [9]. С учетом этого и согласно ГОСТ 50571.19-2000 [11] (максимальное допустимое напряжение, приложенное к входам МП аппаратуры – 4 кВ, к изоляции вторичных цепей – 6 кВ (при молниевых разрядах).

Результаты моделирования (пункты 3.4.2.2; 3.4.3) показали, что максимальная разность потенциалов между электроаппаратами на ОРУ-110 и

ОПУ, между помещениями ЗРУ-6 кВ и ОПУ при КЗ и молниевых разрядах меньше вышеуказанных допустимых значений. Учитывая выше приведенные расчеты, для защиты новой МП аппаратуры и вторичных цепей от импульсных перенапряжений и помех предусматриваются следующие технические мероприятия:

1) все вторичные цепи РЗА, АИИС КУЭ, ТМ и связи, проходящие по территории ПС выполняются экранированным кабелем с обязательным двухсторонним заземлением экранов [15];

2) заземление экранов кабелей идущих в ОПУ, в ЗРУ-6 кВ осуществляется либо на вводах в здания, либо в месте конечной разделки кабелей. Экраны кабелей, кроме экранов из оплетки и фольги, заходящих в здания с открытого РУ подстанции, соединяются с контуром на вводе в здания. Экраны типа фольги или оплетки заземляются только в местах концевой разделки, в местах вводов кабелей в шкафы согласно РД 34.20.116-93 [16];

3) на ОРУ-110 кВ, в шкафах оборудования 6 кВ экраны кабелей заземляются присоединениями к специальным клеммам заземления, имеющим хороший электрический контакт с ЗУ ПС;

4) заземление экранов, брони кабелей должно обеспечиваться по всему периметру с помощью металлических хомутов, пайки или сварки.

3.2.4.6 Требования к прокладке и типам контрольных кабелей

Монтаж заземления и вторичных цепей электроустановок (цепи управления, контроля, сигнализации, автоматики и релейной защиты) должен выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ, гл. 1.7.109-120 [1]; РД 34.20.116-93, п. 4.3 [16]; РД 34.35.310-97 [15].

В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов:

1) по уровню испытательного напряжения измерительных цепей, трансформаторов напряжения и тока;

- 2) цепей управления с цепями измерения и сигнализации;
- 3) цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4-0,23 кВ.

Кабели 0,23-0,4 кВ и кабели вторичной коммутации с цепями управления, сигнализации и измерения монтируются в разных трассах, и в разных отделениях металлического лотка, разделенных стальной перегородкой.

Присоединение металлических оболочек и бронированного покрытия к заземляющему устройству должно выполняться в месте их ввода в здание ОПУ, а также в местах концевой разделки кабелей. Экраны типа фольги заземляются только в местах концевой разделки кабелей (в шкафах, панелях и т.п.).

Для заземления кабеля необходимо удалить изоляцию на нужной длине и завернуть экранирующую оплетку на изоляцию. В целях безопасности закрепить кабель на заземляющей поверхности при помощи металлического зажима (рисунок 3.6).

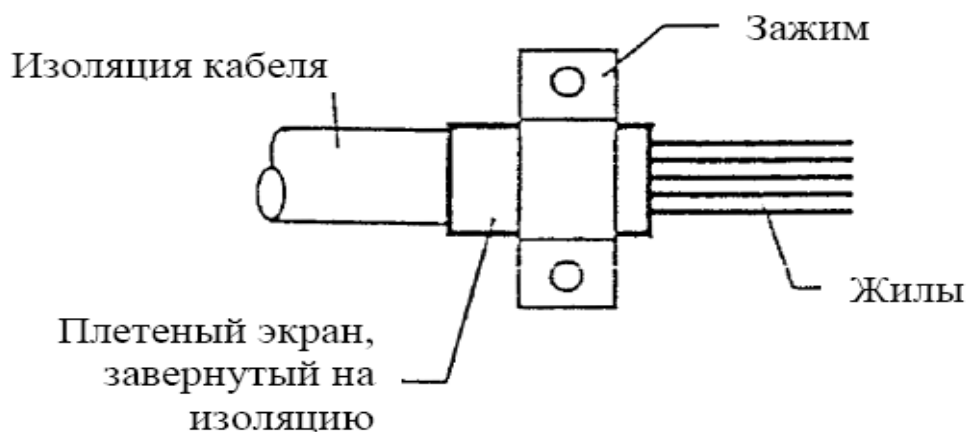


Рисунок 3.6 - Концевая разделка кабеля

3.2.4.7 Системы питания и заземление в здании с МП аппаратурой

3.2.4.7.1 Заземление в здании с МП аппаратурой

Внутри здания ОПУ, по стенам на высоте 0,5 м от пола прокладывается шина заземления (ст.40x5 мм), связанная сварными соединениями с ГЗШ и ЗУ ПС. Система заземления в здании выполняется на I очереди реконструкции.

Заземление новых шкафов РЗА с МПА в релейном зале ОПУ выполняется отдельными медными шинками 20x5x500 мм путем их болтового присоединения к стальной полосе заземления, проложенной в кабельных каналах в полу релейного зала. При этом должен обеспечиваться надежный электрический контакт корпуса (клеммы РЕ) МП аппаратуры с металлоконструкциями (шкафами, панелями и т.п.), в которых она установлена. Шкафы связи в контейнере связи присоединяются на заземленные металлоконструкции контейнера связи.

РЕ проводники системы питания в помещениях релейных панелей и щита управления соединяются в щитах питания с шиной уравнивания потенциалов. Такое соединение может также выполняться в штепсельных розетках, через которые будет осуществляться питание аппаратуры (например, аппаратуры связи). Для критически важной аппаратуры даже при наличии третьего (РЕ) контакта в розетках должно быть выполнено дополнительное неразъемное соединение корпуса МПА с внутренней системой заземления здания.

3.2.4.7.2 Организация питания переменным током

Питание потребителей собственных нужд выполняется по схеме TN-C-S (разделение шин N и РЕ выполняется в новом ЩСН) [21,22]. Все потребители СН окончательно запитываются от нового ЩСН во II очередь реконструкции.

Для защиты МП аппаратуры по цепям питания переменным током на каждой секции ЩСН предусмотрена установка комбинированного УЗИП класса SPC3.0-150, обеспечивающего защиту от перенапряжений при молниевых разрядах и от коммутационных помех.

Для снабжения электропитанием узла связи в схему подключается источник бесперебойного питания. Источник бесперебойного питания работает как выпрямитель тока. Выпрямитель УЭПС-2К 60/24-4.2-Д с аккумуляторной батареей А512/16Ah G5. Такой способ защиты дает бесперебойную работу чувствительной нагрузки от всех типов помех в сети электроснабжения и гарантирует подачу стабильного напряжения и непрерывное снабжение электроэнергией переменного тока высокого качества.

3.2.4.7.3 Организация питания постоянным током

Для организации системы постоянного тока предусматривается установка щита постоянного тока производства ООО НПП «Экра» с зарядно-выпрямительными устройствами НРТ-40.220 ХЕ производства «Ольдам» и аккумуляторной батареей стеллажного размещения 8GroE200, 200 А·ч (устанавливаются в I очередь реконструкции) [38].

АБ расположена в здании ОПУ в отдельном помещении на небольшом расстоянии (13 м по длине питающих кабелей) от помещения релейных панелей, что улучшает ЭМО в помещениях ОПУ. Это связано с тем, что аккумуляторная батарея обладает высокой емкостью и обеспечивает снижение амплитуды ВЧ-помех “провод – провод” и “провод – земля” в цепях постоянного тока. Совместно с цепями оперативного тока (приходящими к аккумуляторной батарее и обладающими активным и индуктивным сопротивлением), АБ образует R-L-C фильтр от ВЧ-помех.

Цепи питания МП аппаратуры разводятся от ЩПТ через рубильники в панелях управления экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

Схема питания новой МП аппаратуры постоянным током имеет структуру звезды, с отдельными ветвями для питания МП устройств.

Не рекомендуется размещать в одних и тех же шкафах МП устройства и электромеханические устройства, не снабженные средствами ограничения перенапряжений, например, шунтирующими элементами обмоток электромеханических реле.

3.2.4.8 Система молниезащиты

Нормативным документом, по которому производится расчет зон молниезащиты для проектируемых зданий и сооружений электроэнергетической отрасли, в настоящее время является СО-153-34.21.122-2003 [18] Расчет молниезащиты выполнен по вышеупомянутому нормативному документу.

Молниезащита ПС 110 кВ Восточная обеспечивается с расчетной степенью надежности защиты от ПУМ не менее 0,95.

3.2.4.8.1 Расчет количества разрядов молнии в территорию ПС за год. Ожидаемый ток молниевых разрядов

Расчет выполняется в соответствии с методикой МЭК 62305-2 «Молниезащита» (International Standard IEC 62305 Protection Against Lightning), что допускается СО-153-34.21.122-2003 [18].

Среднегодовая продолжительность гроз (Т) в Тольятти, где расположен объект, составляет в среднем 60-80 часов в год. Для расчета берется наихудший случай – 80 часов:

$$N_g = \frac{6,7 \cdot 80}{100} = 5,36 \text{ км}^2 \cdot \text{год})^{-1}$$

Тогда ожидаемое количество поражений молнией территории ПС (площадь площадки подстанции – 3900 м², высота – 11,5 м): в год равно:

$$ND = N_g \cdot Ad \cdot Cd \cdot 10^{-6} \quad (3.28)$$

где A_d - площадь сбора разрядов для территории ПС:

$$A_d = L \cdot W + 6 \cdot H \cdot (L + W) + 9\pi \cdot (H^2) = 16264. \quad (3.29)$$

Тогда

$$ND = 5.36 \cdot 16264 \cdot 0,5 \cdot 10^{-6} = 0.0436;$$

C_d – коэффициент, учитывающий влияние относительного местонахождения защищаемого объекта (для объекта, окруженного объектами такой же высоты или ниже $C_d = 0,5$).

Таким образом $ND = 0,0436$, что соответствует одному поражению молнией в ~ 23 года.

Для надежности защиты 0,9 прорыв молниевых разрядов через систему молниезащиты возможен 1 раз в ~ 230 лет, что намного больше среднего срока службы оборудования.

Согласно эмпирической формулы для оценки вероятности молниевых разрядов с той или иной величиной тока молнии, молниевые разряды с амплитудой тока 100 кА и выше будут составлять 2% от общего числа молниевых разрядов. Молниевые разряды с величиной тока 30 кА и выше будут составлять 40 % от общего числа молниевых разрядов. Молниевые разряды с величиной тока 20 кА и выше будут составлять 65 % от общего числа молниевых разрядов.

С учетом ожидаемого количества поражений молнией всей территории ПС в год, молниевые разряды с током молнии 100 кА будут происходить в среднем 1 раз в ~ 1150 лет. Молниевые разряды с током молнии выше 50 кА будут происходить в среднем 1 раз в ~ 57 лет. Молниевые разряды с током молнии выше 20 кА будут происходить в среднем 1 раз в ~ 37 лет. В данной работе срок службы ПС (исходя из максимального срока службы первичного оборудования) до полной реконструкции принимается не более ~ 50 лет.

Учитывая вышеприведенные допущения, для целей обеспечения ЭМС можно с достаточной степенью надежности рассматривать молниевые разряды с током не более 30 кА.

Таким образом, все расчеты разностей потенциалов, импульсных помех и магнитных полей проводились для тока молнии 30 кА.

3.2.4.9 Магнитные поля в местах расположения МП аппаратуры

3.2.4.9.1 Магнитные поля при протекании токов в сетях выше 1 кВ и молниевых разрядах

При расчетах напряженности магнитного поля для штатного режима работы ПС и КЗ, учитывались магнитные поля, индуцируемые токами, которые могут протекать по ближайшим токопроводам, молниеприемникам.

Оценка величин электромагнитных полей на рабочих местах объекта велась по результатам измерений уровней, создаваемых аналогичным оборудованием по приближенным расчетам, не учитывающих неоднородность среды и ослабление интенсивности.

Расчеты напряженности импульсного магнитного поля выполнены для однофазного короткого замыкания на землю на спусках присоединения к шинам 110 кВ трансформатора Т1, для молниеприёмника МЗ и двухфазное замыкание на стороне 6 кВ после реакторов, которые наиболее приближены к помещению ОПУ. Расчет напряженности выполняется по формуле:

$$H = \frac{I_k}{2\pi \cdot r} , \quad (3.30)$$

где I_k — ожидаемый ток короткого замыкания или молнии, А;

r — минимальное расстояние от точки КЗ до мест установки шкафов с МПА, м.

Результаты предварительного расчета напряженностей импульсных магнитных полей в местах установки шкафов с МПА (без учета эффекта

экранирования стенками корпусов оборудования и стенами здания) сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 - Напряженности импульсных магнитных полей

Ч№	Аварийное событие	Амплитудный ток/ток замыкания при аварийном событии, кА	Минимальное расстояние от токоведущих частей до мест установки шкафов МПА в ОПУ, м	Напряженность импульсного магнитного поля, А/м	Напряженность импульсного магнитного поля с учетом поля от реакторов 6 кВ, А/м
11	1ф. зам. на землю на ОРУ 110 КВ	23,7/16,76	13	290 (в конт.связи)	
A4	2ф. КЗ на стороне 6 кВ Т2 после реакт. на ст.ШМ-6 кВ	14/9,9	8,6	250 (в конт.связи)	330 (помещ.связи)
A3	2ф. КЗ на стороне 6 кВ Т2 после реакт. на ст.ШМ-6 кВ	14/9,9	5	446 (ЗРУ-6 кВ; яч.6 кВ № 28)	558 (ЗРУ-6 кВ; яч.6 кВ № 28)
A5	Молния в МЗ	30/-	7,7	620 (в конт. связи)	-

В большинстве случаев напряженности импульсных магнитных полей превышают допустимое значение 300 А/м.

При КЗ на стороне 6 кВ после реакторов необходимо учесть напряженность магнитного поля, возникающего при протекании тока КЗ через реактор. Оно приближенно рассчитывается по формуле, предложенной в [9]. Поля для реакторов (для событий 3, 4) рассчитаны при для количества витков катушки реактора - 26, радиусе катушки реактора 0,65 м и высоте установки реактора 3,5 м.

Такое импульсное магнитное поле не будет представлять опасности для МПА, испытанной по ГОСТ Р 50648-94 [8] на устойчивость к воздействию

кратковременного магнитного поля промышленной частоты по классу жёсткости 5, но может вызвать сбои в работе и повреждение МПА, расположенной в ОПУ, испытанной по классу жёсткости 4.

Для применения МП аппаратуры, испытанной по классу жесткости 4 в данных условиях необходимо предусмотреть следующие меры по снижению воздействия импульсного магнитного поля:

Разместить МП аппаратуру в экранирующих шкафах, с толщиной стенок не менее 1 мм;

В экранирующем шкафу должно быть сведено к минимуму наличие щелей, которые значительно уменьшают экранирующий эффект. Это может быть сделано с помощью комбинированных уплотнителей ЭМС/IP (например, ЭМС-прокладки), которые обеспечивают герметичный и электрический контакт по всему периметру между панелями и каркасом шкафа. Таким же образом должен обеспечиваться контакт между дверью и корпусом шкафа в закрытом состоянии. При этом поверхности соприкосновения с уплотнителями должны быть либо не окрашены, либо зачищены от непроводящей краски, либо окрашены проводящей краской;

стекла смотровых окон (дверей) шкафов покрываются экранирующей сеткой (ГОСТ 6613-86, латунь, 0,63x0,63 мм, $d_{пр.} = 0,3$ мм или аналогом сетки, которую может устанавливать производитель шкафов. Сетка должна иметь хороший электрический контакт с корпусом шкафа (пайка или болтовые соединения).

Стены здания, стенки шкафов МПА, металлический корпус контейнера связи, согласно материалам, изложенным в [7], несут существенную экранирующую функцию.

В кирпичном здании ОПУ экранирующими элементами являются электропроводка и шины внутреннего заземления. Внутри заземленных шкафов (корпусов) МПА поле ослабляется их стенками (сталь, алюминий) за счет поглощения и отражения магнитного поля. Коэффициенты экранирования зависят от основной частоты поля и материала экранирующей

поверхности. При наличии нескольких экранирующих поверхностей - перемножаются.

В таблице 3.6 представлены используемые в расчетах коэффициенты экранирования, полученные из [7], и таблицы 3.4.

Таблица 3.6 - Коэффициенты экранирования магнитного поля

№	Аварийное событие	Напряженность импульсного магнитного поля, А/м/ Место установки МПА	Основная частота поля, кГц	Материал стен здания / Коэффициент экранирован.	Материал стенок шкафов / Коэффициент экранирован. / Количество стенок.	Результирующий коэффициент экранирования	Напряженность ослабленного магнитного поля внутри шкафа с МПА, А/м
1	КЗ на ОРУ 110 кВ	290/ конт.связ и	0,05	Сталь / 1,4	Сталь/1,4/1	1,96	130
2	КЗ на стороне 6 кВ (Т2)	330/ конт.связ и	0,05	Сталь / 1,4	Сталь/1,4/1	1,96	170
3	КЗ на стороне 6 кВ (Т2)	558	0,05	Кирпич / 0	Сталь/1,4/2	2	280
4	Молния в МЗ	620/ конт.связ и	25	Сталь / 2000	Сталь/2000/ 1	$4 \cdot 10^6$	0

Результаты расчетов показывают (таблица 3.4), что в шкафах, расположенных в контейнере связи и ячейках ЗРУ 6 кВ возможно появление существенного импульсного магнитного поля, тем не менее не

превышающего нормативное значение. В шкафах релейного зала поле ослабляется почти полностью.

Это позволяет сделать вывод, что при максимальном выполнении всех указанных выше технических мероприятий по экранированию МПА и её заземлению, сильное импульсное магнитное поле не будет представлять опасности для МПА, испытанной по ГОСТ Р 50649-94 [7] на устойчивость к воздействию импульсных магнитных полей по классу жесткости 4 (300 А/м).

3.2.4.9.2 Магнитные поля при протекании токов в сетях до 1 кВ

Для защиты МП аппаратуры от магнитных полей, создаваемых оборудованием и кабелями классов напряжения ниже 1 кВ, МП аппаратура размещается на расстоянии не менее 1 м от кабелей 0,4 кВ, которые обеспечивают питание мощных потребителей. Шкафы МПА выполнены цельными, смотровые окна и стеклянные двери покрываются экранирующей сеткой, что значительно снижает напряженность внутри шкафа при КЗ в сетях до 1 кВ.

3.2.4.10. Высокочастотные помехи при коммутационных операциях

Ввиду того, что расчет величины ВЧ коммутационных помех во вторичных цепях выполнить затруднительно, рекомендуется после завершения строительства ПС выполнить (в рамках итогового контроля реализации рекомендованных мероприятий) измерение величин указанных помех для того, чтобы определить целесообразность дополнительной защиты МП аппаратуры. Исходя из опытов измерений на аналогичных объектах, ожидается, что опасность воздействия коммутационных помех будет невелика во всех цепях.

3.2.4.11 Электростатические разряды

Согласно материалам МЭК, в помещении без контроля влажности при использовании синтетического покрытия пола и снижении уровня влажности ниже 35%, возможно поражение МП аппаратуры электростатическим разрядом при потенциале выше 8 кВ. Следовательно, уровень электростатического потенциала может представлять опасность для МП аппаратуры, испытанной по 3-ей степени жесткости испытаний на помехоустойчивость к электростатическому разряду. Обследование электромагнитной обстановки ПС показало, что электростатические потенциалы имеют значение не более 0,1 кВ, что не представляет опасности для МП аппаратуры, поэтому дополнительной защиты от электростатических разрядов не требуется.

3.2.4.12 Защита оборудования цифровых сетей

Цепи, предназначенные для обмена информацией между аппаратурой ТМ, РЗА, АИИС КУЭ нижнего уровня (контакты положения оборудования 110, 6 кВ; терминалы РЗА, вторичные обмотки трансформаторов тока, напряжения) и аппаратурой среднего уровня (измерительные преобразователи, счетчики электроэнергии) проложенные в пределах здания ОПУ и выходящие за его пределы, выполняются экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

Цепи, предназначенные для обмена информацией между цифровой аппаратурой ТМ и АИИСКУЭ среднего уровня и аппаратурой ТМ и АИИСКУЭ верхнего уровня (УСПД), выполняются витой парой с двухсторонним заземлением экрана. Аппаратура верхнего уровня имеет ту же жесткость на устойчивость к импульсным помехам что и аппаратура нижнего уровня, т.е. не ниже 4.

Обмен информацией ПС 110 кВ Восточная с Тольяттинским РЭС выполняется оптоволоконным кабелем и через существующую кабельную линию связи, с Самарским ЭС - через каналы стандартов GSM и GPRS.

3.2.5 Требования ЭМС к аппаратуре, размещаемой на объекте

Устанавливаемая на подстанции аппаратура РЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи, а также используемая для ее работы вспомогательная аппаратура связи, питания и т.п. должна испытываться:

1) не ниже чем по 4-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии [6] по входам цепей, выходящих за пределы зданий;

2) не ниже чем по 4-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к влиянию импульсного магнитного поля [7];

3) не ниже чем по 4-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к влиянию кратковременного и непрерывного магнитного поля промышленной частоты [7];

4) не ниже чем по 3-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к повторяющимся колебательным затухающим помехам [6] по входам цепей, выходящих за пределы зданий;

5) не ниже чем по 3-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к наносекундным импульсным помехам [6];

Входы цепей, выходящих за пределы зданий для МП аппаратуры, устанавливаемой на энергообъектах, должны иметь встроенные гальванические развязки (оптроны, разделительные трансформаторы), способные выдерживать напряжение не менее чем 2 кВ испытательных воздействий на устойчивость к кондуктивным кратковременным помехам на частоте 50 Гц [6].

Помимо вышеуказанных, необходимо выполнение следующих требований: устанавливаемая на подстанции аппаратура РЗА, АСКУЭ и

связи, а также используемая для ее работы вспомогательная аппаратура связи, питания и т.п. должна испытываться в соответствии с [6];

1) порт корпуса не ниже чем по 3-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю (амплитудная модуляция) [6];

2) порт корпуса не ниже чем по 2-му (контактный разряд) и 3-му (воздушный разряд) классам жесткости испытательных воздействий на устойчивость к электростатическим разрядам [6];

3) входные и выходные порты электропитания постоянного тока не ниже чем по 3-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями [6];

4) входные и выходные порты электропитания переменного тока не ниже чем по 3-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями [6];

5) входные и выходные порты электропитания переменного тока не ниже чем по 2-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к провалам напряжения электропитания [6];

6) входные и выходные порты электропитания постоянного тока не ниже чем по 3-му классу жесткости испытательных воздействий на устойчивость к пульсациям напряжения [6].

3.3 Решения по релейной защите и автоматике

3.3.1 Дифференциальная защита трансформатора

В качестве основной быстродействующей защиты трансформатора от КЗ между фазами, однофазных КЗ на землю и от замыканий витков одной фазы используется дифференциальная токовая защита (комплект основной защиты).

ДЗТ подключается на сторонах ВН и НН к трансформаторам тока вводов 110 и 6 кВ соответственно. Трансформаторы тока соединяются по схеме «звезда». В устройстве "Сириус-Т" выполнена цифровая сборка токовых цепей в треугольник.

Дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

Ступень ДЗТ-1 предназначена для быстрого отключения повреждений, сопровождающихся большим дифференциальным током. Она работает без каких-либо блокировок и не имеет торможения. Ступень срабатывает, когда действующее значение первой гармоники дифференциального тока превышает уставку срабатывания, которая есть отношение дифференциального тока к номинальному вторичному току обмотки питающей стороны трансформатора.

Ступень ДЗТ-2 предназначена для защиты трансформатора как от повреждений, сопровождающихся большими значениями токов, так и от межвитковых замыканий, при которых значение аварийного тока меньше номинального тока обмотки трансформатора. Характеристика срабатывания ступени пригодна для трансформаторов с односторонним и с двухсторонним питанием. Общий состав НКУ дан в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Общий состав НКУ в части РЗА

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленно го терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика
Шкаф защиты и автоматики трансформатора	ШЭРА-Т-4002	Сириус-Т	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение
		Сириус-УВ		МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ
		Сириус-2-В		МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ
		Сириус-2 РН		АРКТ
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС-2001	Сириус-ЦС	ОПУ (Н1)	-
Шкаф защиты СВ-6 кВ и ТН-6 кВ	ШЭРА-С10-3001	Сириус-2-С	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
		2хСириус-ТН		ЗМН
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР-2002	2хСириус-2-АЧР	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ
Панель организации питания ОБР, реле-повторители давления элегаза, ТН-110 кВ, контроль уровня воды в маслосборнике	Нетиповая	САУ-М6	ОПУ (А6)	-
Шкаф автоматики ДГК и ОПФ-6 кВ	Бреслер-0117.068.2.30	Бреслер-0117.060.2	ОПУ (А7)	Автоматика ДГК
		Бреслер 0117.080.2.30		СЗЗ
Шкаф защиты линии 6 кВ	Нетиповой	Сириус-2-Л	ЗРУ-6 кВ (в ячейках ВЛ-6 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
Шкаф дуговой защиты РУ-6 кВ	-	2хОВОД-МД	ЗРУ-6 кВ	ЗДЗ

Обе ступени ДЗТ действуют без выдержки времени на отключение выключателей всех сторон трансформатора.

Кроме того, в устройстве "Сириус-Т" есть ступень дифференциальной защиты ДЗТ-3, которая сигнализирует о небалансе в плечах дифференциальной защиты.

Блокировка по второй гармонике от бросков тока намагничивания основывается на контроле действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока. Срабатывание ступени блокируется с торможением, если контролируемое соотношение превышает уставку " $I_{дг2}/I_{дг1}$ ".

3.3.2 Газовая защита трансформатора и защита контакторов устройства РПН

Газовая защита применяется в качестве чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформатора. ГЗТ имеет две ступени: первая ступень выполняется с действием на сигнал, а вторая ступень - на отключение трансформатора без выдержки времени. Сигнал первой ступени ГЗТ заводится на вход "Газовая защита трансформатора". При этом выдается сигнал на отключение выключателей всех сторон трансформатора и срабатывает светодиодная сигнализация на устройстве "Сириус-Т". Сигнал второй ступени ГЗТ заводится на вход "Сигнализация газовой защиты". При этом срабатывает светодиодная сигнализация и не выдается сигнал на отключение выключателей.

Защита (реле Бухгольца с двумя отключающими контактами) контактора РПН трансформатора имеет одну ступень, которая действует на отключение трансформатора без выдержки времени. Сигнал ГЗРПНТ заводится на вход "Газовая защита РПН" устройства "Сириус-Т".

Действие ГЗТ и ГЗРПНТ на отключение трансформатора осуществляется через комплект основных защит и комплект резервных защит

трансформатора. Для этого на трансформатор устанавливается газовое реле RS-2001 с двумя отключающими контактами, которые заводятся в комплект основных защит и в комплект резервных защит трансформатора. При выводе одного из комплектов защит трансформатора действие ГЗТ и ГЗРПНТ сохраняется в полном объеме. В каждом комплекте защиты предусмотрен переключатель для перевода действия газовой защиты на сигнал. Предусмотрен контроль изоляции цепей ГЗТ и ГЗРПНТ с помощью устройств "Орион-КИ".

3.3.3 Автоматическое регулирование под нагрузкой коэффициента трансформации (АРКТ) трансформатора и блокировка РПН при перегрузке

Автоматическое изменение под нагрузкой коэффициента трансформации предусматривается для поддержания напряжений в узловых точках электрической системы в заданных пределах. Терминал АРКТ подключается к трансформаторам напряжения стороны 6 кВ, по которой ведется регулирование. Для контроля токов перегрузки по стороне 6 кВ, терминал АРКТ имеет аналоговый вход, к которому подключается одна фаза трансформатора тока ВВ-6 кВ, и одна фаза трансформатора тока СВ-6 кВ.

При перегрузке трансформатора по стороне ВН, АРКТ принимает от основной защиты трансформатора сигнал "Блокировка РПН". При перегреве трансформатора на устройство "Сириус-2-РН" поступает сигнал от датчика температуры на трансформаторе и АРКТ блокируется.

Кроме того, действие АРКТ блокируется при отключенном выключателе ВВ-6 кВ. Возможно автоматическое и ручное управление приводом РПН (режим выбирается переключателем).

3.3.4 Максимальная токовая защита стороны высшего напряжения трансформатора (МТЗ ВН)

Токовые цепи защиты подключаются к обмоткам трансформаторов тока, встроенных в выключатель ввода 110 кВ. МТЗВН имеет 2 ступени с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока стороны ВН трансформатора. Количество ступеней задается уставкой. Обе ступени функционально идентичные.

Внутри терминала выполнена цифровая сборка токовых цепей в треугольник. Обе ступени МТЗ автоматически ускоряются при появлении в течение 3 с сигнала на входе "РПВ ВН". Ввод ускорения любой ступени может быть отключен уставками. Вольтметровая блокировка и пуск по напряжению не используются.

3.3.5 Максимальная токовая защита стороны низшего напряжения трансформатора с пуском по напряжению

Максимальная токовая защита низшего напряжения трансформатора предусматривается для резервирования защиты ВВ-6 кВ от многофазных КЗ (в комплекте основных защит трансформатора). Токовые цепи МТЗНН подключаются к обмотке 10 Р трансформатора тока, установленного на вводе 6 кВ. Орган тока защиты выполняются в трехфазном исполнении и реагируют на максимальный ток одной из трех фаз. Защита имеет одну ступень с независимой времятоковой характеристикой и контролирует три фазных тока низшей стороны силового трансформатора. Для повышения чувствительности защиты используется пуск по напряжению. Цепи напряжения подключаются к шинному ТН-6 кВ. Орган напряжения блокирует защиту, если напряжение на шинах 6 кВ выше уставки срабатывания. При появлении в течение 3 с сигнала на входе "РПВ НН"

автоматически вводится ускорение ступени МТЗНН. Предусмотрена возможность запрета АПВВВ-6 кВ от МТЗНН.

3.3.6 Защита от перегрузки трансформатора (ЗПВН)

ЗПВН подключается к обмотке 10 Р трансформатора тока, встроенного во ввод 110 кВ силового трансформатора, выполняется с контролем тока одной фазы и действует на сигнал.

3.3.7 Цепи автоматического ускорения резервных защит

При включении выключателей стороны ВН или НН трансформатора автоматически ускоряется третья ступень резервных защит. Автоматическое ускорение вводится с помощью программной накладки при включении любого из выключателей трансформатора. В цепи автоматического ускорения вводится контроль отключенного положения выключателя из схемы управления выключателя и контроль отсутствия напряжения на шинах.

3.3.8 Устройство резервирования при отказе выключателя на стороне ВН трансформатора

Устройство резервирования при отказе выключателя стороны ВН трансформатора выполнено на терминале резервной защиты трансформатора с контролем тока через выключатель и действием "на себя".

3.3.9 Автоматика охлаждения трансформатора

Для автоматики охлаждения трансформатора используется шкаф типа ШУ-Д-06-24-12УХЛ1 производства "Ладафлект" г. Тольятти, установленный на силовом трансформаторе. Кроме того, пуск охлаждения трансформатора

осуществляется от комплекта основных защит трансформатора при превышении током заданной уставки или при появлении дискретного сигнала от датчика температуры, установленного на трансформаторе. Контролируются три фазы тока на стороне ВН.

3.3.10 Трансформатор напряжения 110 кВ

Автоматика и цепи сигнализации ТН-110 кВ 1 и 2 с.ш. находятся на панели А6 в релейном зале ОПУ. При отключении автоматических выключателей в цепях напряжения выдается сигнал неисправности ТН-110 кВ на панель центральной сигнализации.

3.3.11 Защита ВВ-6 кВ (МТЗ)

Основная защита ВВ-6 кВ выполнена на устройстве "Сириус-2-В" в комплекте А0 3 шкафа ШЭРА-Т-4002. МТЗ выполнена трехступенчатой. Первая - МТЗ-1 - имеет независимую выдержку времени, вторая и третья - МТЗ-2 и МТЗ-3 - имеют зависимую или независимую выдержку времени (выбирается уставкой одна из шести характеристик). Для повышения чувствительности защиты используется пуск по напряжению. Любая из ступеней МТЗ может быть выведена из работы и работать на сигнализацию или на отключение выключателя.

3.3.12 АУВ ВВ-6 кВ

Управление выключателем осуществляется по командам, поступающим на дискретные входа, а также по командам, полученным по каналу связи. Для командного управления выключателем предусмотрены входа для включения и отключения выключателя от ключа и от телемеханики. Устройство обеспечивает защиту от многократных включений

выключателя ("защиту от прыгания"). Выполнение команды отключения контролируется по сигналу на входе "Вход РПВ", а выполнение команды включения - по сигналу на входе "Вход РПО".

3.3.13 УРОВВВ-6 кВ

Дискретный вход "Вход УРОВ" на устройстве "Сириус-2-В" подключается к устройствам защиты, установленным на отходящих присоединениях, и вызывает немедленное отключение выключателя ВВ-6 кВ. Для предотвращения ложных срабатываний введен контроль УРОВ по току. Отключение выключателя ВВ-6 кВ происходит при поступлении дискретного сигнала на вход "Вход УРОВ" и наличии тока, превышающего уставку по току ступени МТЗ. При коротком замыкании на шинах 6 кВ и отказе вводных выключателей, защита ввода отдает без выдержки времени сигнал "УРОВ" в основную защиту трансформатора, которая при наличии внешнего сигнала "УРОВ" выдает сигнал на отключение силового трансформатора со стороны 110 кВ и 6 кВ.

3.3.14 АВР-6 кВ

При отключении одного из вводов 6 кВ с устройства "Сириус-2-В" защиты данного ввода поступает выходной сигнал "Включение от АВР" на устройство защиты СВ-6 кВ "Сириус-2-С". При этом происходит включение СВ-6 кВ. Работа АВР блокируется при работе МТЗ, ЛЗШ, отключении по цепям УРОВ и ЗДЗ, от ключа ввода/вывода.

3.3.15 Защита и автоматика СВ-6 кВ

Для защиты и автоматики СВ-6 кВ используется микропроцессорное устройство "Сириус-2-С", которое установлено в шкафу ШЭРА-С10-3001

производства ЗАО "Радиус Автоматика" (шкаф F3). В устройстве "Сириус-2-С" используются следующие функции защиты и автоматики:

1) трехступенчатая МТЗ (первая ступень – отсечка с независимой времятоковой характеристикой, вторая и третья ступени – МТЗ с зависимыми или независимыми времятоковыми характеристиками);

2) функции управления выключателем (включение, отключение от ключа и от цепей телемеханики). Обеспечивается блокировка от многократного включения выключателя (защита от прыгания");

3) УРОВ. Выходной сигнал УРОВ запускается при любом срабатывании устройства на отключение выключателя при аварийном отключении, выдается на отключение выключателя ВВ-6 кВ. УРОВ выполнено с контролем по току;

4) входы для подключения дискретных сигналов о срабатывании дуговой защиты 1 с.ш. и 2 с.ш. Для увеличения надежности и отстройки от ложных срабатываний может использоваться дополнительный контроль по току. Устройство "Сириус-2-С" имеет 13 дискретных входов с функцией, которая выбирается уставкой из меню. Для увеличения универсальности устройства «Сириус-2-С» в нем предусмотрены 4 свободно программируемые реле, назначение которых задается уставками.

3.3.16 Защита линии 6 кВ

Для защиты линий 6 кВ используются микропроцессорные устройства "Сириус-2-Л", которые установлены в релейных отсеках соответствующих ячеек ЗРУ-6 кВ. В устройстве "Сириус-2-Л" используются следующие функции защиты и автоматики:

1) четырехступенчатая МТЗ. 1-я ступень – это отсечка с независимой времятоковой характеристикой. 2-я и 3-я ступени – это МТЗ с зависимой или независимой характеристикой. 4-я ступень предназначена для отключения присоединения при длительном превышении током заданной уставки. Она

может действовать на отключение или на сигнализацию, может быть включена или отключена;

2) ускорение ступеней МТЗ 1, 2 и 3-й. Ускорение вводится автоматически при любых включениях выключателя. Ввод ускорения может быть отключен уставками;

3) защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Защита реализована по сумме токов высших гармоник – 3-й, 5-й, 7-й и 9-й. При этом данные частоты выделяются цифровым фильтром и происходит полное подавление сигнала основной частоты 50 Гц. Защита может действовать как на отключение, так и на сигнализацию;

4) функции управления выключателем (включение, отключение от ключа и от цепей телемеханики). Обеспечивается блокировка от многократного включения выключателя (защита от "прыгания");

5) УРОВ. Выходной сигнал УРОВ формируется при срабатывании токовых защит устройства "Сириус-2-Л" или по входам внешних защит после задержки на время уставки;

б) определение места повреждения (ОМП). Определение места повреждения производится только при отключении выключателя от собственных МТЗ.

3.3.17 Защита шин 6 кВ

3.3.17.1 Дуговая защита (ЗДЗ-6 кВ)

Дуговая защита выполнена на устройстве "ОВОД-МД". Используется одно устройство на каждую секцию шин. ЗДЗ-6 кВ выполнено с контролем по току. Для этого на устройстве "ОВОД-МД" предусмотрены входы от сигналов пуска МТЗ с устройств защиты ВВ-6 кВ и СВ-6 кВ. При возникновении дугового замыкания в линейных ячейках и на сборных шинах выдается сигнал на отключение ВВ-6 кВ и СВ-6 кВ. При возникновении

дугового замыкания в ячейке ввода выше вводного выключателя выдается сигнал на отключение ВВ-110 кВ.

3.3.17.2 Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ выполнено с помощью устройства защиты ВВ-6 кВ ("Сириус-2-В"), СВ-6 кВ ("Сириус-2-С") и устройств защиты отходящих линий 6 кВ ("Сириус-2-Л"). Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом "от противного", т.е. КЗ на шинах фиксируется при наличии тока на вводе при отсутствии пуска защит, установленных на всех присоединениях. Функция ЛЗШ есть дополнительная ступень токовой защиты, которая может быть заблокирована по сигналу. Логическая защита выполнена по последовательной схеме.

3.3.18 Автоматическая частотная разгрузка (АЧР-6 кВ)

Для АЧР предусмотрено 2 микропроцессорных устройства "Сириус-2-АЧР", которые расположены в релейном зале ОПУ в шкафу F5 (ШЭРА-АЧР-2002). Устройство "Сириус-2- АЧР" подключается к цепям напряжения и ток на вводе 6 кВ. Устройство формирует 4 очереди АЧР, которые заводятся на отключение отходящих присоединений, и 4 очереди ЧАПВ, которые заводятся на включение отходящих присоединений. При срабатывании любой очереди АЧР или ЧАПВ срабатывает светодиодная сигнализация и замыкаются контакты выходных реле. Каждой из ступеней АЧР может быть назначена I, II или совмещенная категория. I категория – быстродействующая (0,1-0,2 сек), частота срабатывания 47-48,5 Гц. II категория имеет большее время срабатывания (несколько десятков секунд) и более высокую частоту (48-49,5 Гц). Если ступени обеих категорий срабатывают на одно общее выходное реле, то это совмещенная категория АЧР. Сигнал срабатывания

АЧР и неисправности устройства "Сириус-2-АЧР" заводится в схему центральной сигнализации.

3.3.19 Защита от замыканий на землю с определением поврежденного фидера (ОПФ)

ОПФ выполнено с действием на сигнал на базе комбинированного шкафа автоматики ДГР и ОПФ Бреслер-0117.068.2.30 производства НПП "Бреслер". В шкаф заводятся токовые цепи от трансформаторов тока нулевой последовательности всех присоединений 6 кВ. Кроме того, данный шкаф осуществляет автоматику ДГР. Принцип выявления ОЗЗ основан на контроле величины напряжения нулевой последовательности $3 \cdot U_0$, снимаемой с обмотки разомкнутого треугольника ТН контролируемой системы шин. После фиксации терминалом ОЗЗ в нейтраль контролируемой секции шин с помощью блока "Бреслер-08.БН" накладывается маломощный сигнал специальной формы. Наложение сигнала малой мощности позволяет с высокой точностью определить поврежденный фидер, а накладываемый сигнал не создает помех для других устройств РЗА.

3.4 Основные характеристики устройств релейной защиты и автоматики

Все устройства РЗА, вновь устанавливаемые на ПС-110/6 кВ "Восточная" выполнены с использованием МП терминалов, производства ЗАО "Радиус Автоматика", отвечающих всем ниже перечисленным требованиям.

3.4.1 Характеристики цепей переменного тока терминалов:

- число входов 6,
- номинальный ток $I_H = 5 \text{ A}$,
- ток термической стойкости $3 \times I_H$ (длительно),
- ток двухсекундной стойкости $40 \times I_H$,
- потребление на фазу при I_H не более $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$.

3.4.2 Характеристики цепей переменного напряжения терминалов:

- число входов по напряжению 4,
- линейное номинальное $U_H = 100 \text{ В}$,
- напряжение термической стойкости $1,5 \times U_H$ (длительно),
- напряжение термической стойкости $2 \times U_H$ (в течение 2 с),
- рабочий диапазон напряжений $(0,01 \div 1,2) \times U_H$,
- потребление на фазу при $U_H < 0,5 \text{ ВА}$.

3.4.3 Характеристики рабочей частоты терминалов:

- номинальная частота $f_H = 50 \text{ Гц}$,
- рабочий диапазон частот $(0,9 \div 1,1) \times f_H$.

3.4.4 Требования к напряжению оперативного постоянного тока терминалов

Требования к напряжению оперативного постоянного тока терминалов:

- номинальное напряжение $U_H = 220$ В,
- рабочий диапазон напряжений 160...264 В,
- потребление при U_H в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети) $P_H < 15$ Вт,
- потребление при наличии КЗ в сети $< 2 \times P_H$,
- устройства МП РЗА должны сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания:
 - а) при перерывах питания длительностью до 0,5 с,
 - б) при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением,
 - в) при подаче напряжения оперативного тока обратной полярности,
 - г) при замыкании на землю цепей оперативного тока.

3.4.5 Характеристики дискретных входов терминалов:

- постоянное номинальное напряжение каждого входа $U_{ВХ.Н.} = 220$ В,
- входной ток не более 20 мА,
- напряжение надежного срабатывания 160...220 В,
- напряжение надежного несрабатывания 0...120 В,
- длительность сигнала не менее 25 мс,
- входы не имеют гальванической связи с элементами, расположенными внутри терминала.

3.4.6 Характеристики выходных цепей терминалов:

- выходы терминалов выполнены контактными, исключаящими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала;
- выходы содержат как замыкающие, так и размыкающие контакты;
- выходные контакты могут коммутировать напряжение постоянного тока до 300 В;
- контакты обеспечивают размыкание постоянного тока не более 0,15А при активно-индуктивной нагрузке и постоянной времени цепи $L/R = 50$ мс;
- контакты обеспечивают замыкание и размыкание цепей переменного тока до 6 А при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени $L/R = 50$ мс.

3.4.7 Общие характеристики терминалов:

Терминалы имеют возможность установки более двух групп уставок, имеют русифицированные интерфейсы и размещаются в шкафах, укомплектованных в выходных и входных цепях терминалов переключателями или испытательными блоками (разъемами) для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании.

3.4.8 Характеристики информационных цепей терминалов:

Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в СУ МП РЗА подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности. Терминалы должны иметь возможность регистрации и осциллографирования нормальных и аварийных событий с передачей данной информации в СУ МП РЗА.

3.5 Управление, сигнализация, измерения

3.5.1 Управление

Управление выключателями ВВ-110 кВ, ВВ-6 кВ, СВ-6 кВ, разъединителями 110 кВ и их заземляющими ножами осуществляется с помощью ключей, установленных в шкафах F2 F4 щита управления ПС. Для управления разъединителями 110 кВ и их заземляющими ножами, на безопасном расстоянии на ОРУ, предусматриваются шкафы ДУ. Для исключения неправильных действий персонала при операциях с разъединителями и их заземляющими ножами на ПС предусматривается оперативная блокировка разъединителей.

3.5.2 Сигнализация

Предусматривается индивидуальная световая и обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация, выполненная на базе типового шкафа центральной сигнализации ШЭРА-ЦС производства ЗАО "Радиус-Автоматика" с двумя терминалами "Сириус-ЦС". В схеме центральной сигнализации организовано 3 участка: первый - ОРУ-110 кВ, второй и третий – ЗРУ-6 кВ. Организован прием сигналов в шкаф ЦС как по шинкам обобщенной сигнализации, так и на отдельные дискретные входы. На 1 очереди сигналы от существующих устройств РЗА остаются подключены к существующей схеме ЦС. Сигналы от новых устройств РЗА подключаются к новому шкафу ЦС. На 2 очереди сигналы от всех устройств РЗА переводятся на новую схему ЦС и старый шкаф ЦС демонтируется. Предусматривается сигнализация уровня воды в маслосборнике, на базе датчика уровня жидкости подключаемого к анализатору САУ-М6, установленного на нетиповой панели А6. Кроме того, на нетиповой панели организуется обеспеченное питание ОБР, а также устанавливаются реле повторители

сигналов с денсиметров элегазовых выключателей ПС. Сигнализация аварийного давления элегаза в ТН-110 кВ выведена в схему ЦС. Регистрация аварийных событий предусматривается посредством внутренних функций терминалов.

3.5.3 Измерения

На щите управления (панель F2 F4) предусмотрено измерение электрических величин с помощью измерительных приборов типа ЩП120 и ЦП8506-120. На стороне 110 кВ производится измерение тока на вводах и напряжения на шинах. На стороне 6 кВ производится измерение тока и активной мощности на вводах, тока на секционном выключателе, напряжения на шинах.

3.6 Выводы по разделу 3

3.6.1 Выводы по расчету и выбору трансформаторов

По результатам произведенных расчетов технико-экономической эффективности стоимость реконструкции с трансформатором ТРДН-25000/110/6-УХЛ1 меньше на 894952 рубля.

Согласно техническим расчетам видно, что коэффициент загрузки трансформаторов марки ТРДН-32000/110/6-УХЛ1 несколько ниже, чем у ТРДН-25000/110/6-УХЛ1. По программе развития близлежащих районов г. Тольятти увеличение мощности на ближайшие 10 лет прогнозируется лишь на 15 % (резкий скачек потребления мощности не прогнозируется), поэтому при проектировании замены установленных трансформаторов целесообразно применить трансформаторы ТРДН-25000/110/6-УХЛ1 с большим резервом мощности.

3.6.2 Выводы по прогнозируемой ЭМО на проектируемой подстанции

Результаты проведенного анализа и расчетов позволяют сделать вывод, что прогнозируемая ЭМО на ПС в целом не представляет опасности для нормального функционирования проектируемой МПА РЗА, ТМ, АИИС КУЭ, связи. При этом для данных устройств необходимо выполнить следующие требования:

- 1) размещаемая МПА должна быть испытана и соответствовать требованиям, изложенным в п.5;
- 2) размещение шкафов в ОПУ выполнить согласно проекту;
- 3) применить экранированные контрольные кабели;
- 4) заземление экранов кабелей выполнить с двух сторон;
- 5) заземлить шкафы с МП РЗА медными шинами;

6) питание шкафов от автоматических выключателей на панелях управления, предусмотренных проектом.

7) установить на каждой секции шин нового ЩСН комбинированный УЗИП I-II класса SPC3.0-150.

8) выполнить заземляющее устройство и заземление молниеприемников подстанции согласно технических решений, принятых в плане молниезащиты и заземления ПС 110 кВ Восточная.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов, взамен физически и морально устаревших, с плохими показателями эксплуатационных характеристик. Устанавливаемые трансформаторы типа ТРДН 25000/110/6 кВ УХЛ-1.

Из-за негарантированной работы систем РЗА (57%) была произведена комплексная проверка электромагнитной совместимости на ПС «Восточная».

Проверка показала - общая электромагнитная обстановка на ПС 110/6 кВ «Восточная» является неблагоприятной.

Результаты проведенного анализа и расчетов позволяют сделать вывод, что прогнозируемая ЭМО на ПС в целом не представляет опасности для нормального функционирования проектируемой МПА РЗА, ТМ, АИИС КУЭ, связи.

После обследования фундаментов, ввиду несоответствия материалов фундаментов, а также наличия имеющихся дефектов представляется целесообразным при замене трансформаторов выполнить устройство нового фундамента под трансформаторы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). -7-е изд. с изм. и доп. М.: Изд-во «Знак», 2015.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭЭП). Введ. 2003.01.03 М.: Энергосервис Москва, 2003.
3. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: Введ. 2014.07.01. М.: Изд-во стандартов, 2014.
4. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия: Введ. 2008.01.01. М.: Изд-во стандартов, 2011
5. ГОСТ 30804.6.2-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний: Введ. 2014.01.01. М.: СтандартИнформ, 2013.
6. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электрических станциях и подстанциях. Технические требования и методы испытаний: Введ. 2007.07.01. М.: СтандартИнформ, 2006.
7. ГОСТ Р 50649-94 (МЭК 1000-4-9-93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю: Введ. 1996.07.01. М.: СтандартИнформ, 2000.
8. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степень защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP). Введ. 1997.01.01. М.: Изд-во стандартов, 2010.
9. ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) Устройства и системы телемеханики. Источники питания и электромагнитная совместимость. Условия эксплуатации: Введ. 1999.01.01. М.: СтандартИнформ, 1998.
10. ГОСТ Р 50571.18-2000 (МЭК 60364-4-442-93). Защита электроустановок до 1 кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на

землю в электроустановках выше 1 кВ: Введ. 2002.01.01. М.: СтандартИнформ, 2000.

11. ГОСТ Р 50571.19-2000 (МЭК 60364-4-443-95). Защита электроустановок от грозových и коммутационных перенапряжений: Введ. 2002.01.01. М.: СтандартИнформ, 2000.

12. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Введ. 2019.01.01. М.: Изд-во стандартов, 2018.

13. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. Введ. 2016.07.11. М.: Изд-во стандартов, 2016

14. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: НЦ ЭНАС, 2004.

15. РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. М.: РАО «ЕЭС России», 1997.

16. РД 34.20.116-93 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех. Утверждены Департаментом науки и техники от 29.06.93. М. РАО «ЕЭС России», 1993.

17. РД 153-34.0-20.525-00 Методические указания по контролю заземляющих устройств электроустановок. М. СПО ОРГРЭС, 2000.

18. СО-153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: Изд-во МЭИ, 2004.

19. СО 34.35.311-2004 Методические указания определению электромагнитной обстановки на электрических станциях и подстанциях. М.: Изд-во МЭИ, 2004.

20. СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

21. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты от 24 июля 2013 г. № 328н.

22. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок в вопросах и ответах : учебн.- практ. пособие. М. : КНОРУС, 2016.

23. СП 13-102-2003 Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений. М.: ФГУП "КТБ ЖБ", 2003.

24. Алиев И.И. Электротехнические материалы и кабельные изделия: справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2014.

25. Киреева Э.А. Электрооборудование электрических станции и подстанций. М.: КНОРУС, 2017.

26. Комплекс программ анализа и прогнозирования электропотребления энергосистем с помощью персональных ЭВМ// Описание алгоритмов прогнозирования электропотребления. М.: НЦ ЭНАС, 2015.

27. Конюхова Е.А. Электроснабжение : учебник для вузов. М.: Изд. дом МЭИ, 2014.

28. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию систем электроснабжения (с примерами расчетов): справочное издание / под общ. ред. С.Н. Шерстнева. М.: КНОРУС, 2017.

29. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : уч.-мет. пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2015.

30. Шведов Г.В. Городские электрические распределительные сети. М.: Изд. дом МЭИ, 2015.

31. Матвеев М.В. Электромагнитная обстановка на объектах определяет ЭМС цифровой аппаратуры //Новости электротехники. 2015. №1-2 (13-14).
32. Кузнецов М.Б., Кунгуров Д.А., Матвеев М.В., Тарасов В.Н. Проблемы защиты входных цепей аппаратуры РЗА от мощных импульсных перенапряжений // Новости электротехники. 2016. №6 (42).
33. Нестеров С., Прохоренко С. Экраны контрольных кабелей. Расчетная оценка термической стойкости // Новости электротехники. 2017. №6 (53).
34. ООО «Камкабель». Каталог продукции. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kamkabel.ru> (16.05.19).
35. Официальный сайт АО «Самарский завод «Электрошит» [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru>(16.05.19).
36. Официальный сайт ООО «Тольяттинский трансформатор». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.bktp.ru> <http://transformator.com.ru> (16.05.19).
37. Schneider Electric. Product Catalog [Электронный ресурс]. URL: <http://www.schneider-electric.ru> (16.05.19).
38. Официальный сайт ЗАО «ЭМА» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.energostat.ru> (16.05.2019).
39. Номенклатурный каталог выпускаемого оборудования. Тольятти.: ООО «Тольяттинский трансформатор», 2016.
40. Булычев А.В. Оценка финансовых параметров НИОКР // Новости Электротехники. 2015. № 5 (41).
41. 1 Sen, S. Design of 132/33KV Substation [Электронный ресурс] / A. Chatterjee, D. Sarkar // West Bengal University of Technology. International Journal of Computational Engineering Research, 2014. URL: http://www.ijceronline.com/papers/Vol13_issue7/Part-3/C0373016028.pdf (дата обращения 16.02.19).

42. Messalti S. Design of Mv/Lv Substation Transformer [Электронный ресурс] // University of M'sila, Faculty of Technology, M'sila, Algeria. Scientific research, 2014. URL: <http://file.scirp.org/Html/26596.html> (дата обращения 16.02.19).

43. Parfomak P. W. Physical Security of the U.S. Power Grid: High-Voltage Transformer Substations [Электронный ресурс] // Specialist in Energy and Infrastructure Policy. Congressional Research Service, 2014. URL: <https://fas.org/sgp/crs/homesecc/R43604.pdf> (дата обращения 16.02.19).

44. Ferreira C. A. Effect of Artificial Aging on Polymeric Surge Arresters and Polymer Insulators for Electricity Distribution Networks [Электронный ресурс] // LAPOL/PPGE3M, UFRGS. Polímeros, 2014. URL: http://www.scielo.br/pdf/po/v21n5/aop_0838.pdf (дата обращения 12.03.19).

45. Davis E. Data Assessment for Electrical Surge Protection Devices [Электронный ресурс] // Fire Protection Research Foundation. Vancouver, 2014. URL: <http://www.nfpa.org/~media/files/news-and-research/resources/research-foundation/research-foundation-reports/electrical/rfdataassessmentforelectricalsurgeprotectiondevices.pdf?la=en> (дата обращения 12.03.19).

46. Magno C., Araujo B. Testing through Fall of Potential with High Current Injection in Grounding System in Transmission Line of 500 kV of Santo Antonio HPS [Электронный ресурс] // Department of Engineering and Research, Department of Electrical Engineering. OALib Journal, 2017. URL: http://file.scirp.org/pdf/OALibJ_2017012018295610.pdf (дата обращения 12.03.19).

47. Рыбцов В.А., Осипенко Р.А. Решение проблем по перекоосу фаз в электрических сетях 0,4 кВ // Экономика и социум. 2018. №3. С.479-480.

48. Рыбцов В.А., Осипенко Р.А. Статья Верховой осмотр воздушных линий электропередач с использованием квадрокоптера // Экономика и социум 2018. №5. С.1033-1044.

49. Никифоров С.А., Рыбцов В.А., Осипенко Р.А., Фомичева Н.Н. Способы борьбы с гололедно-изморевыми отложениями на проводах воздушных линий 35-110 кВ в Самарской области // Экономика и социум. 2018. №3. С.600-602.

50. Осипенко Р.А. Влияние естественного и искусственного старения в процессе эксплуатации на ОПН и полимерные изоляторы в распределительных сетях // Экономика и социум. 2019. №4. С.734-740

51. Осипенко Р.А. Исследование релейной защиты и автоматики на интеллектуальной подстанции // Экономика и социум. 2019. №4. С.740-746

52. Осипенко Р.А. Анализ большой системы заземления и последующая проверка с использованием метода понижения потенциала // Экономика и социум. 2019. №4. С.746-752.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Таблица А.1 – Расчет потерь электроэнергии в ТРДН-25000/110/6

i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3.Bi}$	$k_{3.B1i}$	$k_{3.B2i}$	$\Delta W_{к.Вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.Н1,2i}$, кВт·ч
1	32000	16000	16000	2	670	35108	0,8	0,4	0,4	4592	31201
2	29500	14750	14750	2	1330	71148	0,76	0,38	0,38	7958	64293
3	22000	11000	11000	2	1000	53201	0,65	0,32	0,32	4754	25713
4	18500	9250	9250	2	1000	53201	0,6	0,3	0,3	3520	48412
5	13500	6750	6750	2	660	34785	0,49	0,25	0,25	2403	31576
6	10500	5250	5250	2	1330	71148	0,47	0,24	0,24	3233	68556
7	9000	4500	4500	2	1000	53201	0,45	0,23	0,23	2230	48253
8	6000	3000	3000	2	1000	53201	0,32	0,14	0,14	1988	11589
9	3500	1750	1750	2	760	20654	0,28	0,14	0,14	2001	11389
						$\sum \Delta W_{xi} =$ 445620				$\sum \Delta W_{к.пс} = 373661$	
										$\Delta W_{пс} = \sum \Delta W_{к.пс} + \sum$ $\Delta W_{xi} = 819281$	

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчет потерь электроэнергии в ТРДН-32000/110/6

i	S_{Bi} , кВА	S_{H1i} , кВА	S_{H2i} , кВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$k_{3.Bi}$	$k_{3.B1i}$	$k_{3.B2i}$	$\Delta W_{к.Вi}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.Н1,2i}$, кВт·ч
1	32000	16000	16000	2	670	41258	0,8	0,4	0,4	2325	18253
2	29500	14750	14750	2	1330	79852	0,76	0,38	0,38	3258	29812
3	22000	11000	11000	2	1000	57892	0,65	0,32	0,32	2540	12752
4	18500	9250	9250	2	1000	57892	0,6	0,3	0,3	1682	23510
5	13500	6750	6750	2	660	43862	0,49	0,25	0,25	1473	16280
6	10500	5250	5250	2	1330	79852	0,47	0,24	0,24	1987	32589
7	9000	4500	4500	2	1000	57892	0,45	0,23	0,23	1213	22103
8	6000	3000	3000	2	1000	57892	0,32	0,14	0,14	989	52232
9	3500	1750	1750	2	760	25147	0,28	0,14	0,14	989	51987
						$\sum \Delta W_{xi} =$ 501539				$\sum \Delta W_{к.пс} = 275974$	
										$\Delta W_{пс} = \sum \Delta W_{к.пс} + \sum$ $\Delta W_{xi} = 777513$	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты моделирования ЗУ ПС 110 кВ Восточная

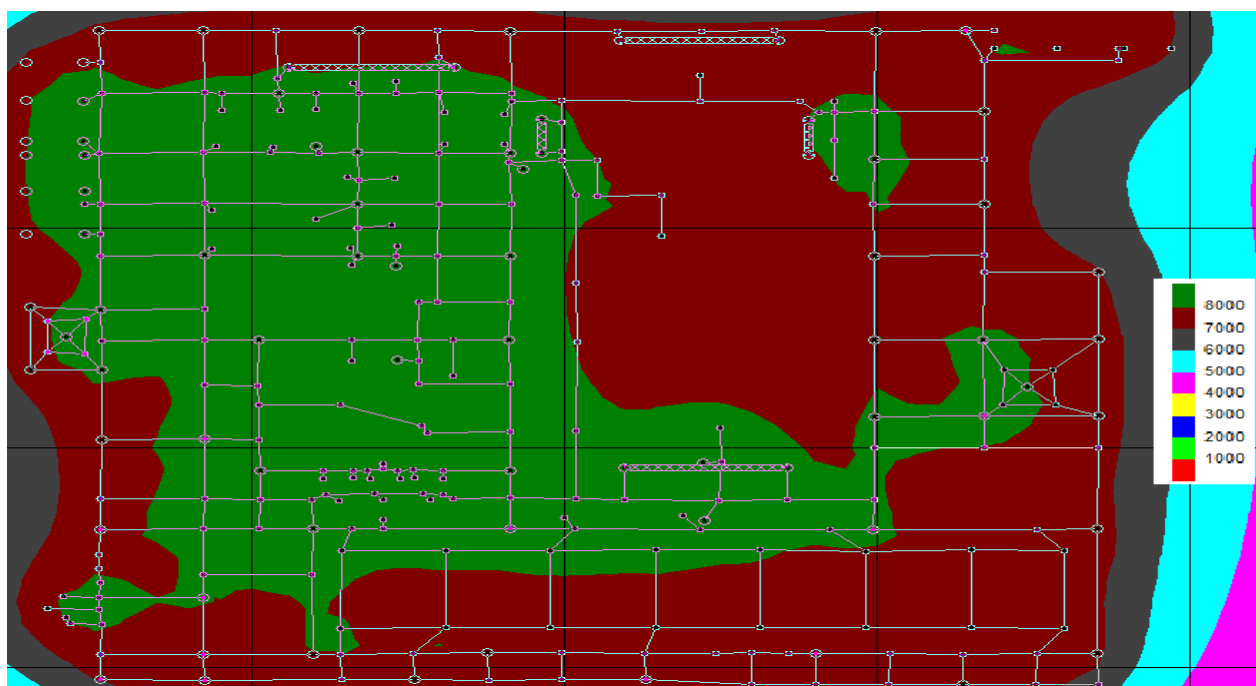


Рисунок Б.1 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при однофазном коротком замыкании на землю на ОРУ-110 кВ. Ток замыкания – 16,76 кА. I очередь реконструкции

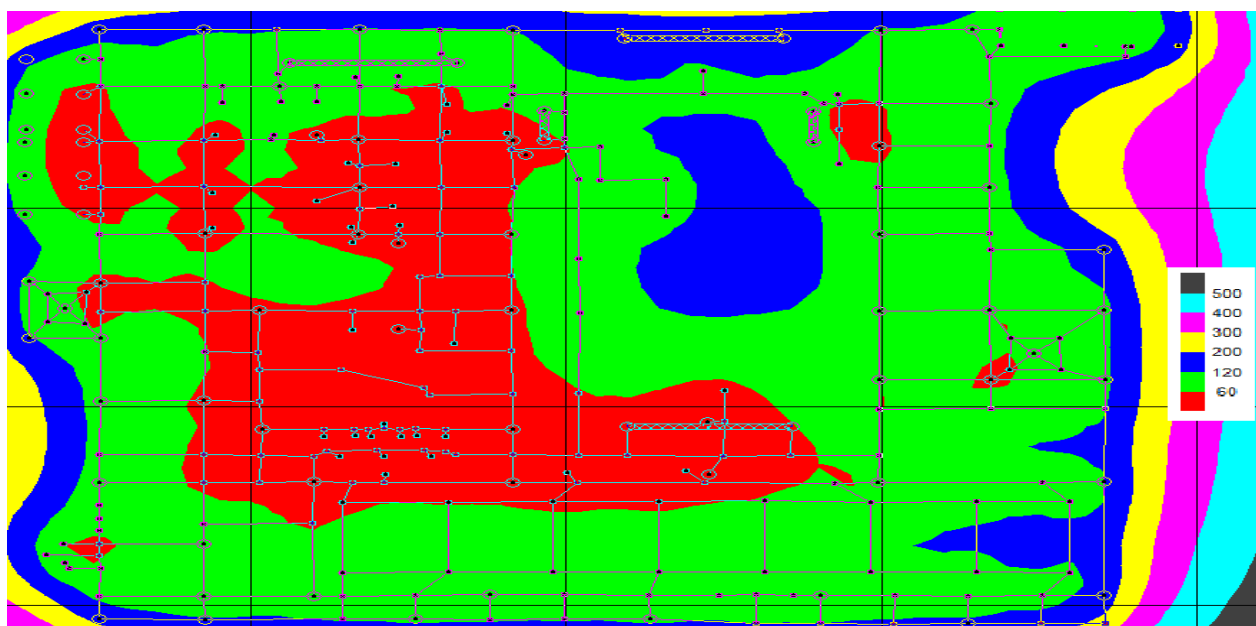


Рисунок Б.2 - Диаграмма напряжений прикосновения на ЗУ при однофазном коротком замыкании на землю на ОРУ-110 кВ. Ток замыкания – 16,76 кА. I очередь реконструкции

Продолжение приложения Б

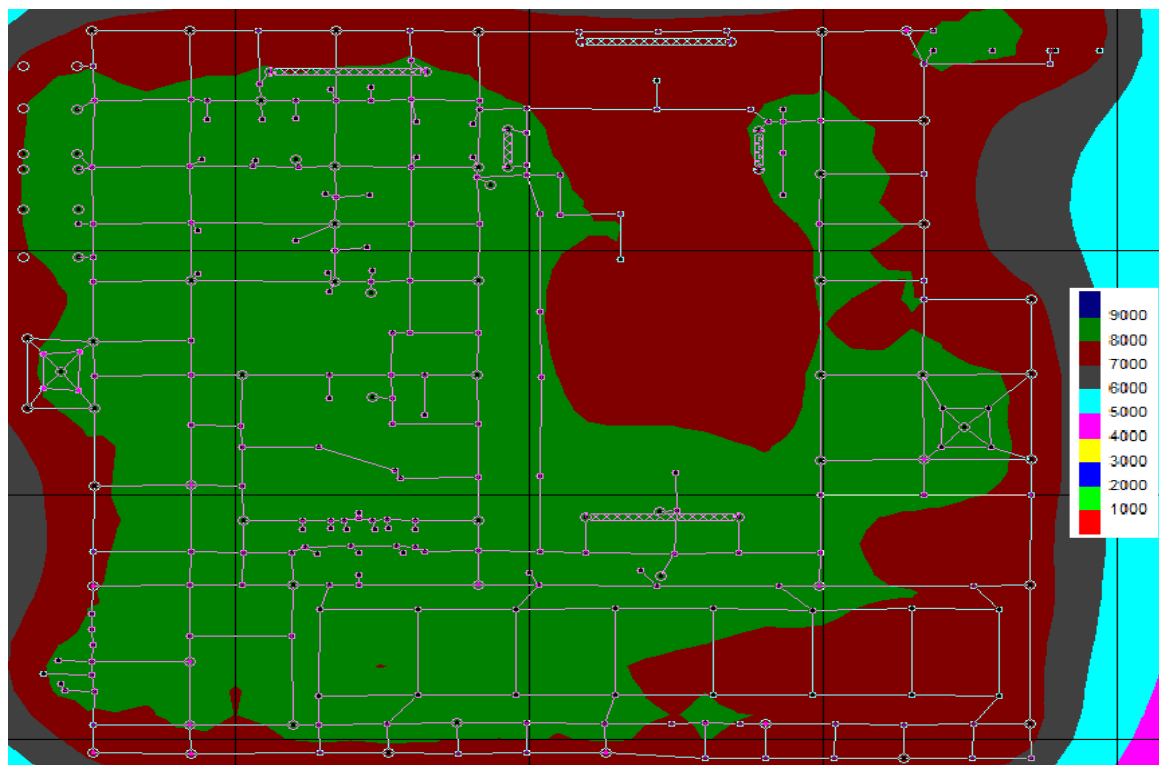


Рисунок Б.3 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при двухфазном коротком замыкании на стороне 6 кВ. Ток замыкания – 17,06 кА. I очередь реконструкции

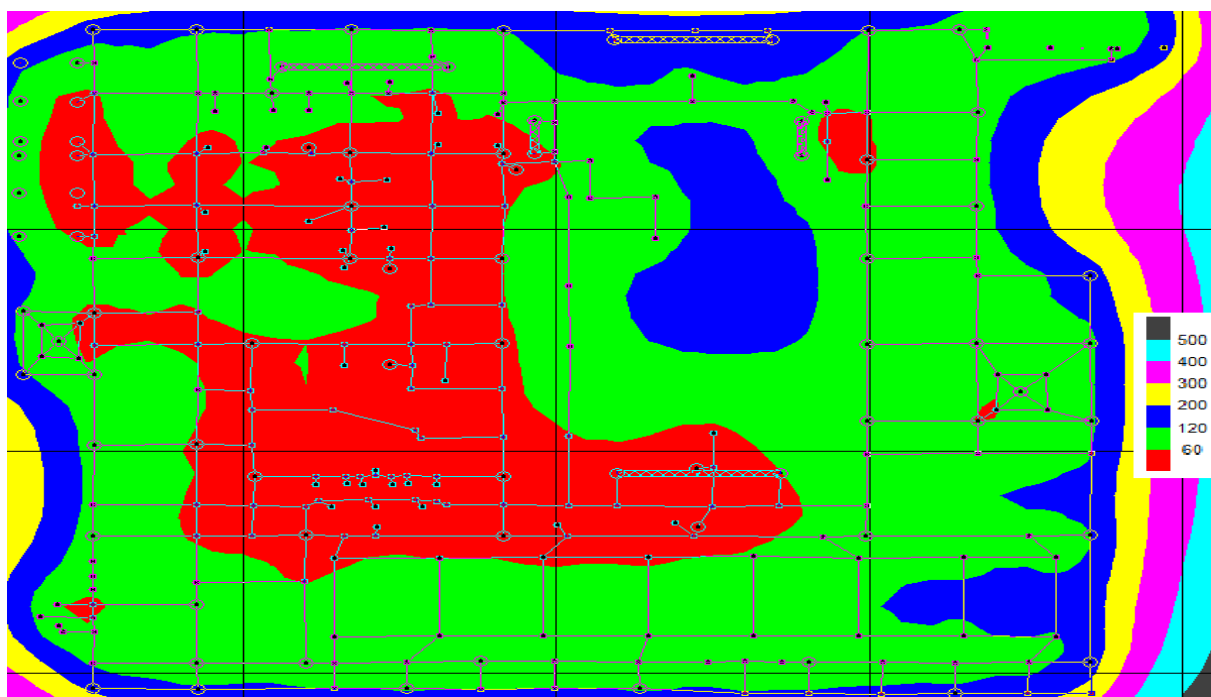


Рисунок Б.4 - Диаграмма напряжений прикосновения на ЗУ при двухфазном коротком замыкании на стороне 6 кВ. Ток замыкания – 17,06 кА. I очередь реконструкции

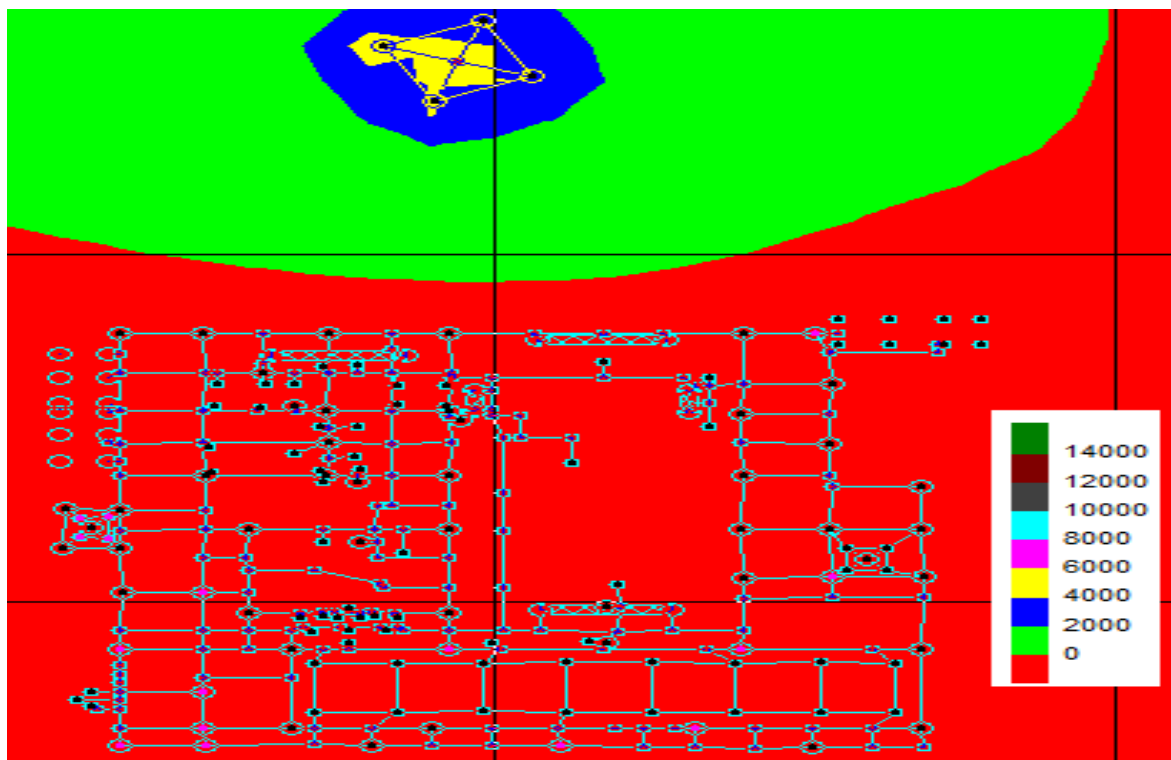


Рисунок Б.5 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при ударе молнии в молниеприёмник М1. Фронт (подъем/спад) – 10/350 мкс. Ожидаемый ток импульса – 30 кА. I очередь реконструкции

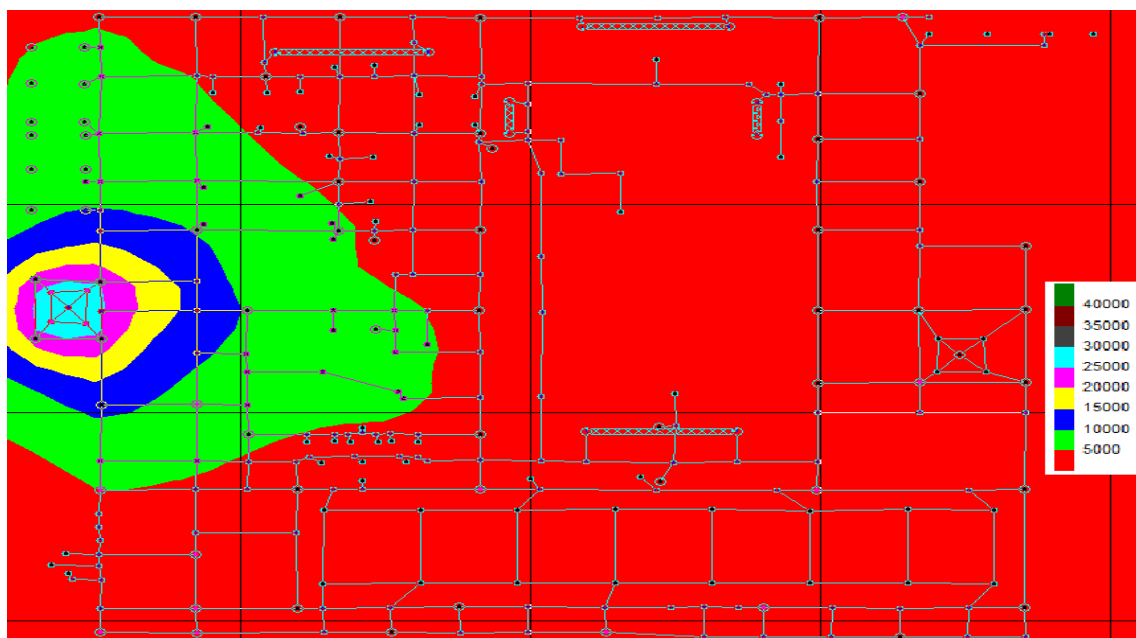


Рисунок Б.6 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при ударе молнии в молниеприёмник М2. Фронт (подъем/спад) – 10/350 мкс. Ожидаемый ток импульса – 30 кА. I очередь реконструкции

Продолжение приложения Б

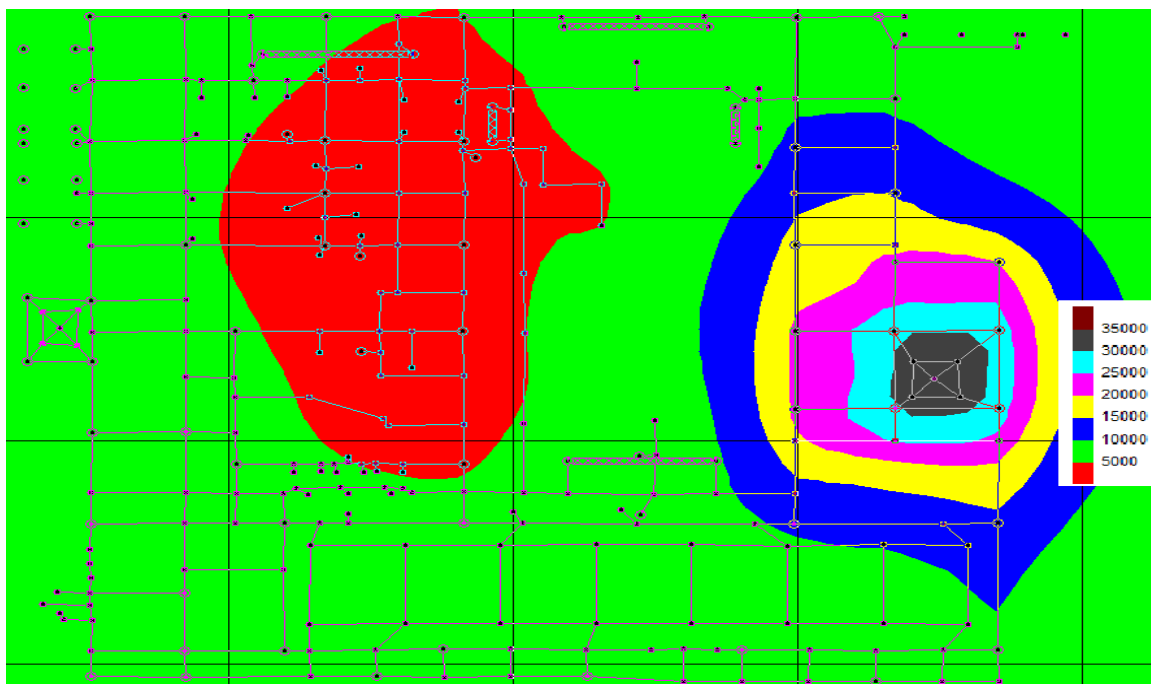


Рисунок Б.7- Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при ударе молнии в молниеприёмник М3. Фронт (подъем/спад) –10/350 мкс. Ожидаемый ток импульса – 30 кА. I очередь реконструкции

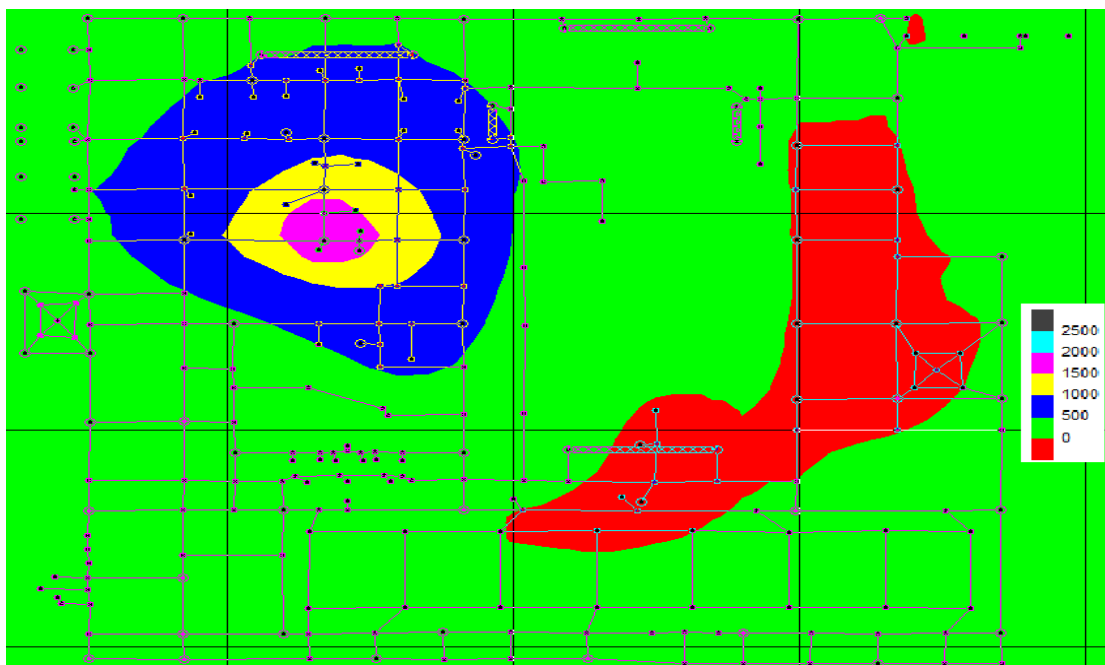


Рисунок Б.8 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при срабатывании ОПН-110 кВ 2 с.ш. Фронт (подъем/спад) – 8/20 мкс. Ожидаемый ток импульса –10 кА I очередь реконструкции

Продолжение приложения Б

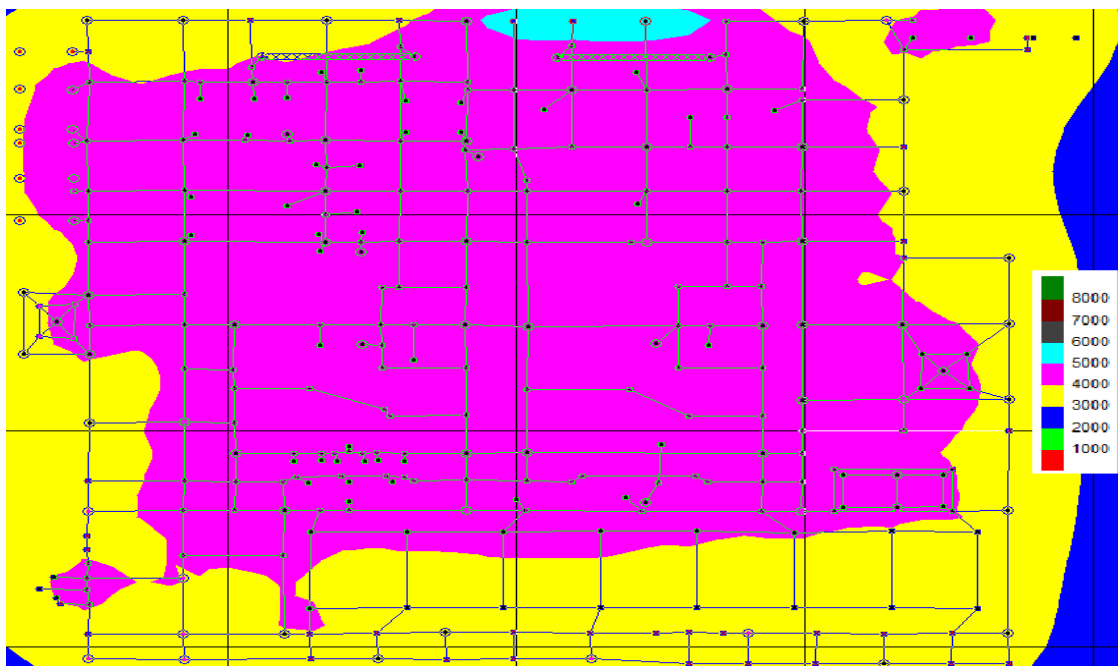


Рисунок Б.9 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при однофазном коротком замыкании на землю на ОРУ-110 кВ. Ток замыкания – 16,76 кА. II очередь реконструкции

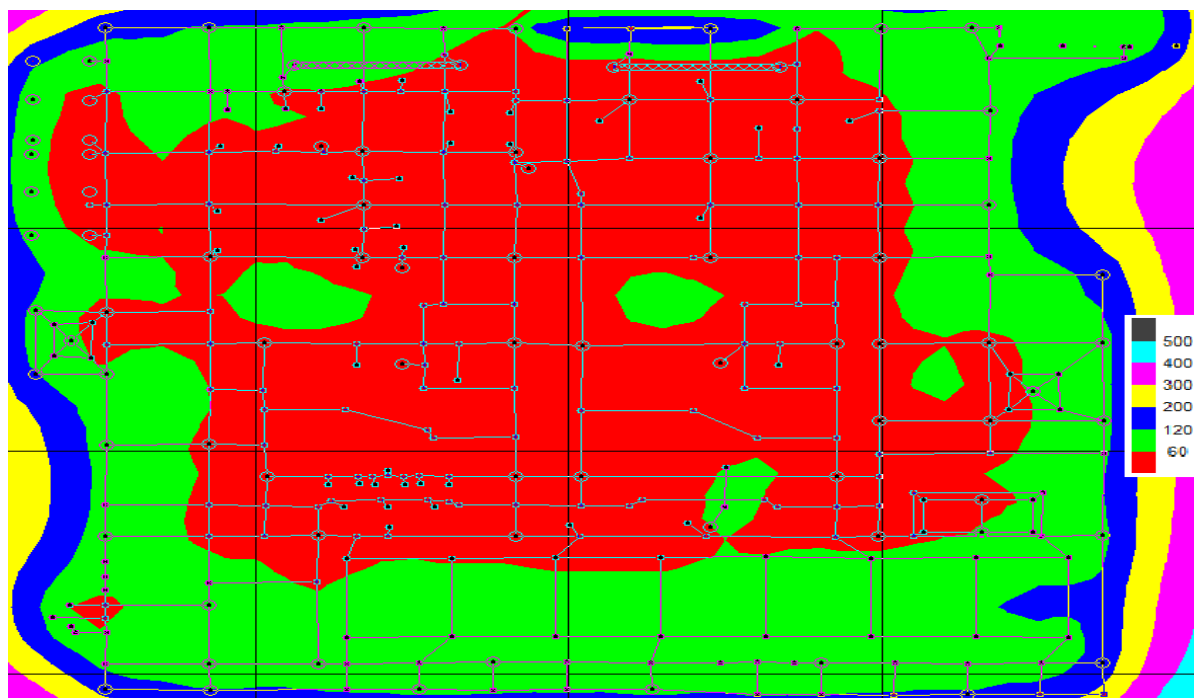


Рисунок Б.10 - Диаграмма напряжений прикосновения на ЗУ при однофазном коротком замыкании на землю на ОРУ-110 кВ. Ток замыкания – 16,76 кА. II очередь реконструкции

Продолжение приложения Б

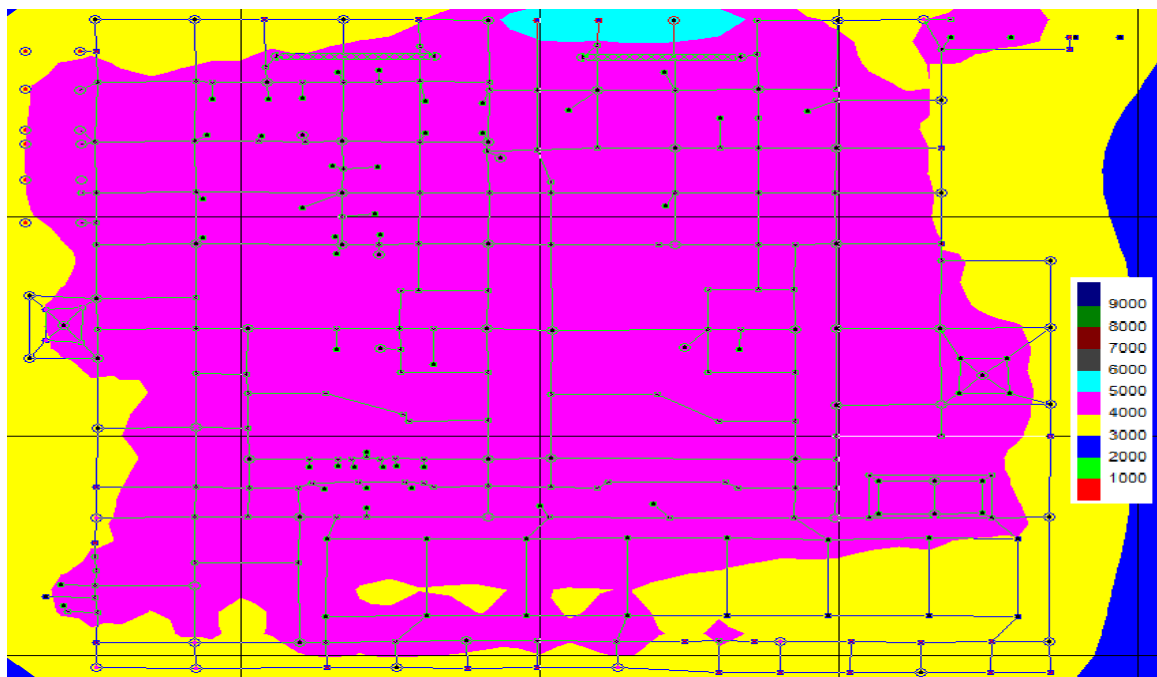


Рисунок Б.11 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при двухфазном коротком замыкании на стороне 6 кВ. Ток замыкания – 17,06 кА. II очередь реконструкции

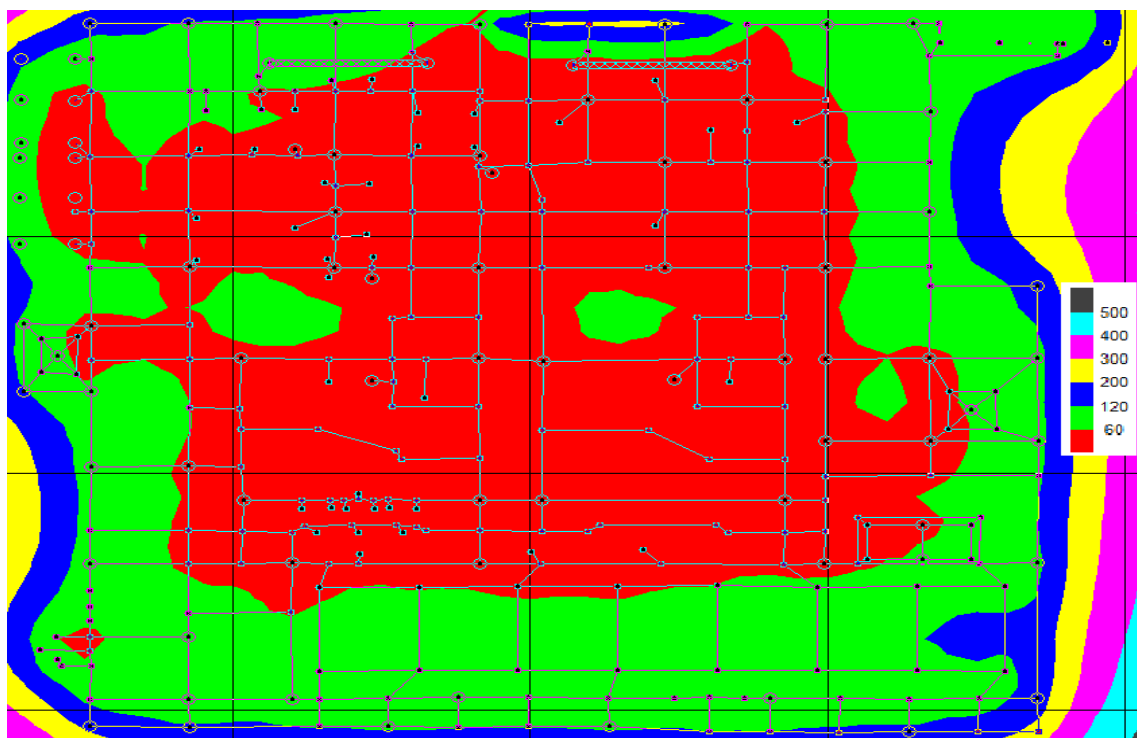


Рисунок Б.12 - Диаграмма напряжений прикосновения на ЗУ при двухфазном коротком замыкании на стороне 6 кВ. Ток замыкания – 17,06 кА. II очередь реконструкции

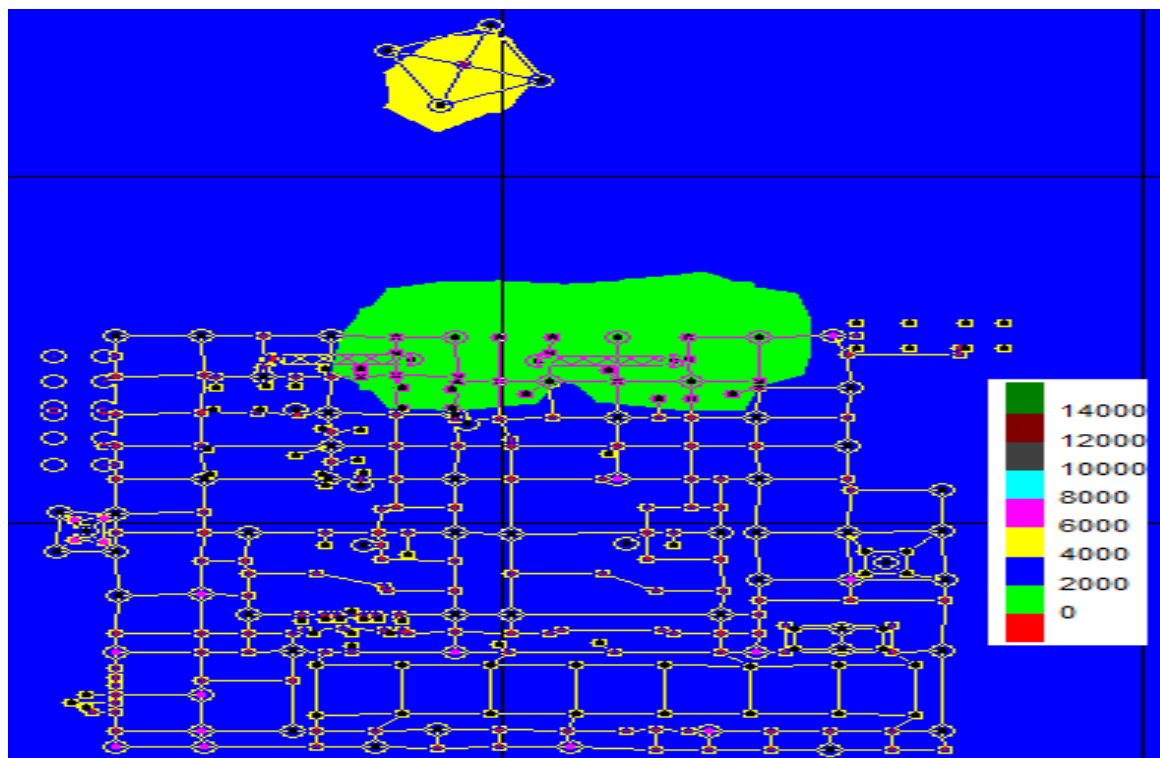


Рисунок Б.13 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при ударе молнии в молниеприёмник М1. Фронт (подъем/спад) – 10/350 мкс. Ожидаемый ток импульса – 30 кА. II очередь реконструкции

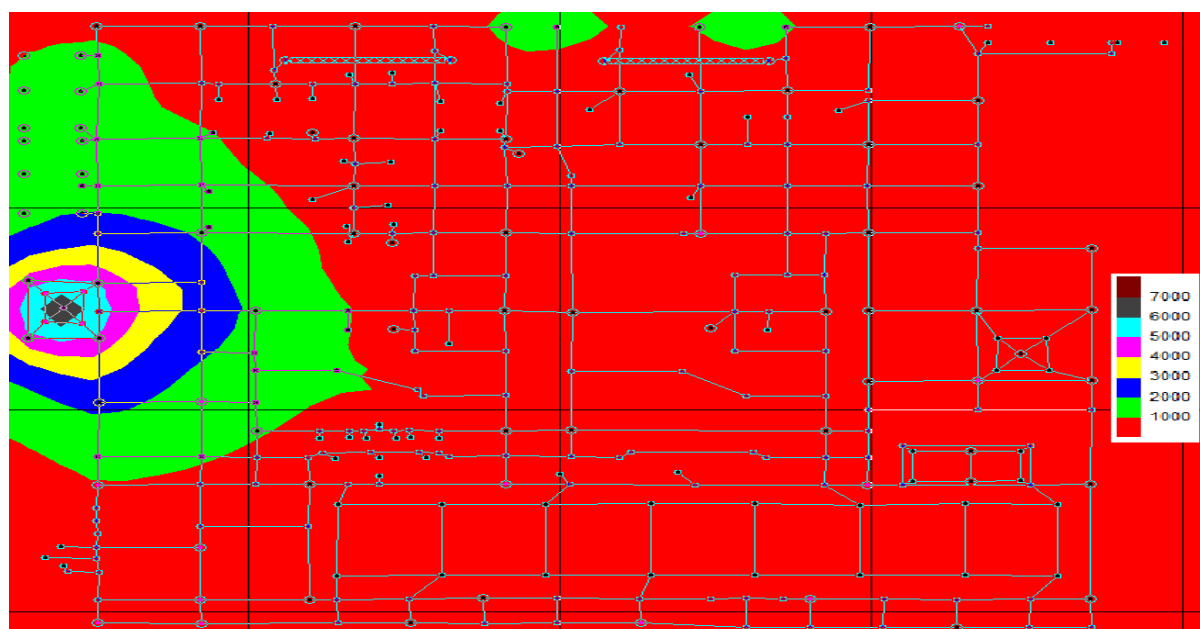


Рисунок Б.14 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при ударе молнии в молниеприёмник М2. Фронт (подъем/спад) – 10/350 мкс. Ожидаемый ток импульса – 30 кА. II очередь реконструкции

Продолжение приложения Б

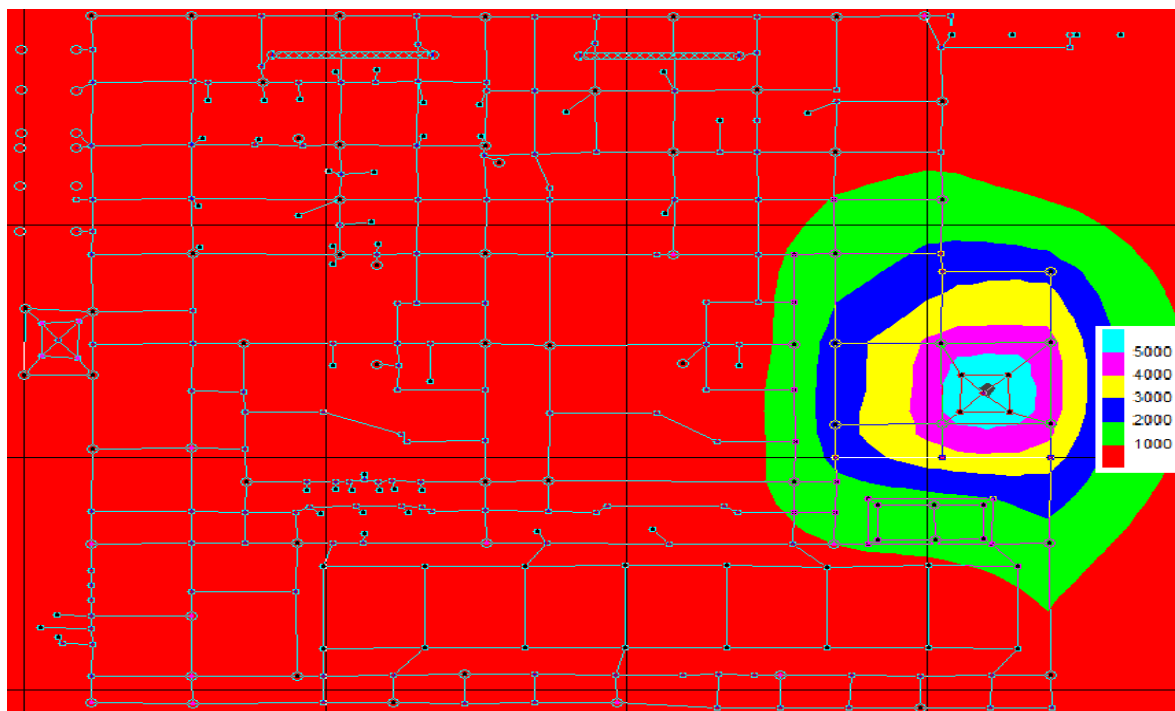


Рисунок Б.15 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при ударе молнии в молниеприёмник М3. Фронт (подъем/спад) –10/350 мкс. Ожидаемый ток импульса – 30 кА. II очередь реконструкции

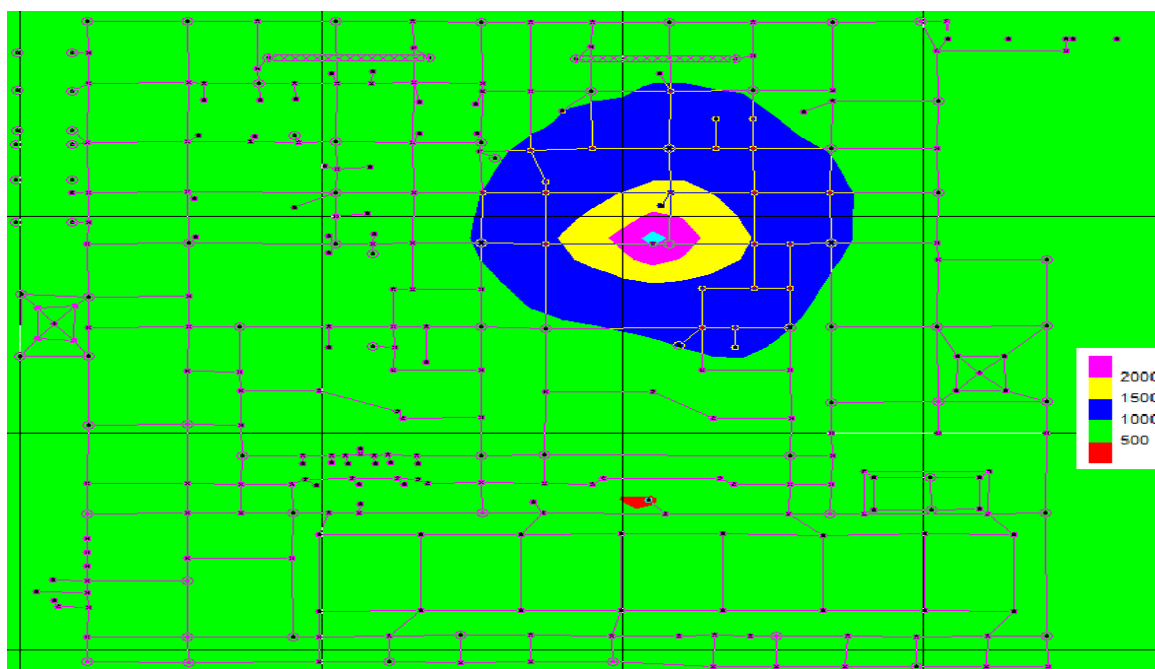


Рисунок Б.16 - Диаграмма распределения потенциалов на ЗУ при срабатывании ОПН-110 кВ 1ш. Фронт (подъем/спад) – 8/20 мкс. Ожидаемый ток импульса –10 кА. II очередь реконструкции