

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 35/10 кВ
«Жарки»

Студент

М.О. Казаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Целью работы является реконструкция электрической части трансформаторной понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, территориально находящейся в Тверской области РФ.

Для достижения поставленной в работе цели решены следующие основные задачи, включающие: анализ исходных данных по понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, а также её потребителей, обоснование необходимости проведения реконструкции; проведение непосредственной реконструкции электрической схемы ПС-35/10 кВ «Жарки», включающей необходимые технические расчёты, а также технико-экономическое обоснование принятых решений; разработка мероприятий по технике безопасности и экологической безопасности на ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

В работе проводится решение поставленных задач в работе, решение которых полностью отражены в последующем изложении материала и соответствуют пунктам содержания пояснительной записки и наименованию листов графической части.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	7
1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей ПС-35/10 кВ «Жарки».....	7
1.2 Обоснование необходимости реконструкции ПС-35/10 кВ «Жарки».....	11
2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Жарки».....	15
2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Жарки».....	15
2.2 Расчёт электрических нагрузок ПС-35/10 кВ «Жарки»	17
2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС-35/10 кВ «Жарки» с учётом проведённой реконструкции.....	20
2.4 Выбор сечения проводников на ПС-35/10 кВ «Жарки».....	22
2.5 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Жарки»	25
2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС-35/6 кВ «Жарки» ...	32
2.7 Расчет электрического освещения ПС-35/10 кВ «Жарки»	35
2.8 Выбор дуговой релейной защиты шин ПС-35/10 кВ «Жарки»	39
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда	47
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности	47
3.2 Расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки»	58
Заключение	61
Список используемой литературы и используемых источников.....	63

Введение

Основные направления социального и экономического развития энергетики Российской Федерации на период до 2035 года определяют широкое развитие электрификации, которая является основой технического прогресса, роста производительности труда. Необходимо повышать энерговооруженность труда, уровень электрификации, эффективность использования электроэнергии, развитие электроэнергетики, электротехнической промышленности.

Обеспечение требуемых качеств электроэнергии, надежности и экономичности электроснабжения – основные задачи современных системах электроснабжения [6], [13]–[15], [20].

Известно, что в современных системах электроснабжения понизительные трансформаторные подстанции, понижая и распределяя полученную из энергосистемы электроэнергию, обеспечивают непосредственное питание потребителей.

В случае сбоев и аварий на понизительных подстанциях, а также несоответствия поставляемой электроэнергии установленным нормам качества, потребители будут нести большие экономические убытки на всех уровнях энергосистемы и секторах промышленности.

Поэтому к понизительным трансформаторным подстанциям предъявляются довольно жёсткие условия по критериям надёжности, экономичности, электробезопасности, а также качеству поставляемой электроэнергии потребителям.

Выполнение этих условий является одним из основных задач современной энергетики Российской Федерации и отражены в законодательной базе на государственном уровне [6], [13]–[15], [20].

Сегодня одним из путей решений сложившихся проблем надёжности, экономичности и безопасности на трансформаторных подстанциях, является использование современных инновационных и перспективных решений.

В последние десятилетия в электроэнергетике появились передовые инновационные решения в области электрических аппаратов, сетей, оборудования, вторичных цепей и схемных решений для применения на трансформаторных подстанциях [2], [5], [17], [18].

Очевидно, что применение этих инноваций в целом позитивно сказывается на надёжности и эксплуатации оборудования подстанций, значительно повышаются технико-экономические показатели и характеристики не только реконструируемой подстанции, но и энергосистемы в целом. Поэтому модернизация и реконструкция оборудования подстанций выгодна как потребителю, так и энергосистеме в целом [16], [19].

Основной целью настоящей работы является повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей путём проведения реконструкции электрической части подстанции.

Объектом исследования работы является электрическая часть понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

Предметом исследования работы являются электрическая схема, электрические сети и аппараты напряжением 35 кВ и 10 кВ, а также освещение и устройства релейной защиты и автоматики на рассматриваемой понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

Для реализации указанной основной цели работы, в работе проведено решение основных поставленных задач:

– анализ исходных данных по объекту исследования с рассмотрением технической характеристики понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, а также её потребителей, до проведения реконструкции, а также обоснование необходимости проведения реконструкции;

– непосредственная реконструкция понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, с конечным выбором схемы электрических соединений на рассматриваемой подстанции, а также электрических сетей, аппаратов и систем релейной защиты и автоматики. В связи с этим, в работе проводятся необходимые расчёты, в результате которых на трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки», после проведения необходимых мероприятий по реконструкции, выбраны и обоснованы: схема электрических соединений, проводники и аппараты электрической сети, система и устройства релейной защиты и автоматики. Также в работе проведено технико-экономическое сравнение действующей и предложенной схем рассматриваемой понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки»;

– разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда на трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

В результате выполнения работы необходимо разработать проект по реконструкции трансформаторной понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, в которой при принятии решений неукоснительно соблюдаются установленные нормы электроэнергии, надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Решения основных поставленных в работе задач проводится, исходя из нормативно – технических источников с применением типовых проектов.

1 Анализ исходных данных

1.1 Техническая характеристика системы электроснабжения и потребителей ПС-35/10 кВ «Жарки»

Приводится техническая характеристика понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных электрических сетей до проведения реконструкции.

Тверские распределительные сети – это структурное подразделение, Тверского района электрических сетей, который, в свою очередь, является производственным структурным подразделением предприятия Центральные электрические сетей, являющимся обособленным подразделением открытого акционерного общества энергетики и электрификации «МРСК Центра и Приволжья».

Тверской район электрических сетей (РЭС) является структурным подразделением и административно подчинен директору, главному инженеру и их заместителям, а по техническим вопросам – начальникам служб в соответствии с принадлежностью оборудования.

РЭС возглавляет начальник РЭС, который назначается и освобождается приказом директора предприятия. РЭС осуществляет эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт, находящихся на балансе передаточных устройств, а также оперативную ликвидацию аварийных отказов, возникающих на обслуживаемом оборудовании.

РЭС совместно со службами организует и участвует в осуществлении мероприятий по дальнейшему развитию сетей, для удовлетворения потребителей народного хозяйства в электрической энергии, с учетом опережающего развития энергетики.

Работа РЭС ведется по годовым и месячным планам, утвержденным главным инженером предприятия.

При определении климатических условий в районе понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных электрических сетей, принимались в качестве исходных данных карты климатического районирования, приведенные в работе [15].

На основании анализа трассы и карт климатического районирования по гололеду и по ветру [15], для понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных электрических сетей принят третий район по гололеду и первый район по ветру.

Дополнительные исходные климатические характеристики для понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных электрических сетей следующие:

- расчетная скорость ветра с повторяемостью 1 раз в 10 лет – 25 м/с;
- расчетная толщина стенки гололеда с повторяемостью 1 раз в 10 лет – 15 мм;
- скорость напора – 40 даН/м²;
- среднегодовая скорость ветра – 3,8 м/с;
- скорость ветра при гололеде – 12,5 м/с;
- скоростной напор при гололеде – 10 даН/м²;
- средняя температура воздуха при гололеде – минус 5,0 °С;
- среднегодовая температура воздуха – 2,0 °С;
- абсолютный минимум температуры – минус 46,0 °С;
- абсолютный максимум температуры – 38,0 °С;
- среднегодовая продолжительность гроз – 57 ч;
- среднегодовое количество остатков – 490 мм;
- угол, образуемый гололедонесущим ветровым потоком по отношению к линии электропередачи – от 0 °С до 90 °С;
- расчетная температура наиболее холодной пятидневки – минус 34°С;
- глубина промерзания грунта – 174 см;
- высота снежного покрова – 84 см.

Приведённые климатические сведения используются в работе далее при выборе электрических аппаратов, сечения проводов линий электропередач с учётом климатических условий.

ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей расположена на окраине посёлка городского типа Жарковский.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/10 кВ «Жарки» по месту нахождения в энергосистеме является узловой распределительной потребительской понизительной подстанцией и играет важную роль в системе электроснабжения всей Брянской области. Она питается непосредственно от энергосистемы и связана с ней перетоками мощностей.

Электроснабжение понизительной ПС-35/10 кВ «Жарки» осуществляется от энергосистемы воздушной линией электропередачи на номинальном напряжении 35 кВ (ВЛ 35 кВ).

В свою очередь, источником питания рассматриваемой в работе понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» являются понизительная трансформаторная подстанция ПС-110/35/10 кВ «Искра» (ввод 2 Т2), а также понизительная трансформаторная подстанция ПС-110/35/6 кВ «Волга» (ввод 1 Т1).

Для резервирования электроснабжения в схеме электроснабжения ПС-35/10 кВ «Жарки» предусмотрено:

– на стороне 35 кВ – ремонтная перемычка из шинпровода (жёсткая ошиновка). В ремонтной перемычке отсутствуют коммутационные и защитные аппараты;

– на стороне 10 кВ – секционный выключатель с устройством АВР (автоматического включения резерва).

Рассматриваемая в работе ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей до проведения реконструкции состоит из следующих элементов (графический лист 1):

– распределительное устройство 35 кВ (далее – ОРУ 35 кВ) – конструктивно выполнено открытым, т.е. всё оборудование ОРУ 35 кВ расположено на открытой местности без применения зданий, шкафов и ячеек. В ОРУ 35 кВ используется схема «4Н» с неавтоматической ремонтной перемычкой, в которой коммутационные и (или) защитные аппараты отсутствуют. С помощью данной перемычки в схеме оперативного режима рассматриваемой понизительной подстанции осуществляется резервирование, а также контролируются перетоки мощностей между питающими ПС-110/35/10 кВ «Искра» (ввод 2 Т2) и ПС-110/35/6 кВ «Волга» (ввод 1 Т1);

– силовые трансформаторы ТМН-2500/35, обеспечивающие понижение напряжения с 35 кВ до 10 кВ с последующим его распределением в РУ-10 кВ. Оба силовых трансформатора в исходной схеме нормального режима на ПС-35/10 кВ «Жарки» находятся в работе;

– распределительное устройство 10 кВ (КРУ-10 кВ) – выполнено комплектным наружной установки (далее – КРУН) по радиальной схеме электроснабжения с применением секционированной системы сборных шин без резервирования, так как секционный выключатель высокого напряжения в нормальном режиме работы отключен, то есть в схеме предусмотрена раздельная работа системы сборных шин. От РУ-10 кВ получают питание потребители понизительной подстанции.

К основным потребителям подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей относятся коммунальные, бытовые и сельскохозяйственные потребители электроэнергии.

Краткая исходная характеристика потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Краткая исходная характеристика потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей

Номер ячейки	Наименование отходящих фидеров потребителей 10 кВ	Установленная номинальная нагрузка фидеров потребителей, $P_{уст}$, кВт	Количество потребителей 1 и 2 категорий надёжности, %
1СШ Т1 (10 кВ)			
1	Биинский	400	70
2	Гуляевский	300	60
3	Мокрецовский	500	65
4	Квачинский	300	70
Всего по 1СШ Т1 (10 кВ)		1500	64,5
2СШ Т2 (10 кВ)			
5	Резерв	-	-
6	Липинерский	600	75
7	Мичуринский	300	75
8	Резерв	-	-
Всего по 2СШ Т2 (10 кВ)		900	75
Всего по ПС-35/10 кВ «Жарки»		2400	69,7

Основываясь на краткой исходной характеристике потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки», приведённой в таблице 1, далее в работе проводится анализ, систематизация и последующее решение поставленных основных задач.

Исходная схема электрических соединений ПС-35/10 кВ «Жарки» до внедрения мероприятий по реконструкции её электрической части, приведена на графическом листе 1.

1.2 Обоснование необходимости реконструкции ПС-35/10 кВ «Жарки»

В современном мире на первое место выходят технико-экономические показатели, тесно связанные с надёжностью и экономичностью

электрических сетей, а также экологическими требованиями и условиями [8], [16], [17], [20]

Данные аспекты должны быть учтены в работе при проведении реконструкции данной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

Исходя из исходных данных, проводится обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции 35/10 кВ «Жарки».

Установлено, что в последние годы в связи с расширением производства и подключением новых потребителей, в энергосистеме Тверских распределительных сетей наблюдается тенденция к подключению новых потребителей.

Например, в связи с вводом в эксплуатацию новых потребителей, к ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей необходимо подключить дополнительную нагрузку, изначально не предусмотренную проектными условиями.

Ввиду этого факта необходимо перепроверить мощность силовых трансформатор на данной понизительной подстанции, а также марки и сечения проводников и типономиналы электрических аппаратов.

Кроме того, на первом вводе первого силового трансформатора на стороне 35 кВ отсутствуют коммутационные и защитные аппараты, что вносит неудобство в оперативную схему переключений и отключений, а также является существенным недостатком для транзитных подстанций (коммутационные аппараты установлены на питающей ПС-110/35/6 кВ «Волга» (ввод 1 Т1).

Также в существующей ремонтной перемычке в ОРУ-35 кВ трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей отсутствуют коммутационные и защитные аппараты, что значительно понижает надёжность схемы всей подстанции и усложняет схему оперативных переключений.

Помимо прочего, участились аварии в РУ-10 кВ и отходящих линиях 10 кВ трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

Сравнительный анализ показал, что они обусловлены отсутствием дуговой защиты шин в РУ-10 кВ. Данная проблема должна также быть решена в работе.

Кроме того, установлено, что понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей в распределительных устройствах высшего (35 кВ) и низшего (10 кВ) номинальных напряжений есть устаревшие типы и марки электрических аппаратов и оборудования, в частности выключатели, разъединители, разрядники и др.

Замена их на инновационные современные марки оборудования значительно повысит надёжность схемы, уменьшит затраты на обслуживание и ремонт, сократит межремонтный период до минимума, позволит повысить показатели энергоэффективности как самой понизительной подстанции, так и потребителей, которые получают от неё питание.

Планируемые мероприятия по реконструкции и модернизации повысят надёжность системы электроснабжения понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки», оптимизируют показатели энергосистемы, режим её работы, а также потребительских подстанций и приёмников, получающих питание от понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки».

На основании исходной однолинейной электрической схемы, а также исходных технических данных потребителей подстанции 35/10 кВ «Жарки», далее в работе осуществляется необходимые разработки и проектирование в связи с реконструкцией данной ПС-35/10 кВ «Жарки».

При этом целесообразность приведённых мероприятий по реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» подтверждается соответствующими расчётами и проверками, проведёнными в работе далее.

Выводы к разделу 1

В результате проведенного анализа выявлено, что на понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей необходимо провести реконструкцию схемы электрических соединений в связи с её несоответствием нормативным документам вследствие подключения новых потребителей.

Планируется решить следующие задачи:

1) выбрать целесообразную схему электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, которая будет соответствовать требованиям и положениям основных нормативных документов;

2) провести мероприятия по реконструкции ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ на понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей;

3) выполнить реконструкцию освещения указанной подстанции, выполняемая путём замены осветительных установок на современные типы и марки с перерасчётом системы освещения подстанции;

4) установить в РУ-10 кВ рассматриваемой понизительной подстанции дуговую защиту сборных шин;

5) внедрить мероприятия по частичной модернизации электрических аппаратов путём их замены на современные разработки.

Указанные задачи решаются в работе далее.

2 Реконструкция системы электроснабжения ПС-35/10 кВ «Жарки»

2.1 Реконструкция схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ «Жарки»

В результате проведённого ранее анализа проблем и путей их решения, на трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей внедряются следующие мероприятия по реконструкции и модернизации указанной понизительной подстанции:

– установка коммутационных и защитных аппаратов в ОРУ-35 кВ на вводе первого силового трансформатора понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит повысить надёжность и безопасность схемы (за счёт применения разъединителей и выключателей высокого напряжения), а также значительно упростит коммутационные и оперативные переключения в схеме ОРУ-35 кВ рассматриваемой подстанции;

– установка коммутационных аппаратов в ремонтной перемычке 35 кВ в ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит повысить надёжность схемы, а также значительно ускорить оперативные переключения в схеме;

– установка дуговой защиты шин в РУ-10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит сократить аварии на шинах в РУ-10 кВ указанной подстанции и повысит надёжность системы электроснабжения;

– модернизация электрического освещения ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ. В работе, помимо мероприятий по реконструкции схемы понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, также проводится модернизация существующего освещения подстанции (ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ) с установкой новых источников освещения на основе современных светодиодных разработок;

– модернизация электрических аппаратов и проводников, выполненная на основе расчёта электрических нагрузок фидеров и подстанции с учётом подключения новых потребителей (новые потребители «Ферма КРС» - 500 кВт и потребитель «Телятник» - 200 кВт подключаются на две ячейки «резерв» второй секции сборных шин 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей по радиальной схеме).

В работе на основе расчёта электрических нагрузок указанных электрических соединений, а также всей понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей в целом, необходимо выбрать и проверить:

- силовые трансформаторы подстанции;
- освещение подстанции;
- сечения проводников 35 кВ и 10 кВ (питающая и распределительная сеть понизительной подстанции);
- устройство дуговой защиты сборных шин 10 кВ в РУ-10 кВ понизительной ПС-35/10 кВ;
- электрические аппараты напряжением 35 кВ (для установки в ОРУ-35 кВ понизительной подстанции) и 10 кВ (для установки в РУ-10 кВ понизительной подстанции).

При этом выбор электрических аппаратов всех классов напряжения на понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей необходимо выбрать по современным и передовым каталогам заводоизготовителей, так как будет проводиться модернизация и силового оборудования подстанции.

Основные мероприятия по реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей детально рассмотрим далее.

При этом на каждом этапе будет осуществляться непосредственная проверка принятых решений согласно требованиям и установленным нормам [6], [13]–[15].

Схема электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, полученная в результате проведения реконструкции при устранении указанных выше недостатков, соответствует всем требованиям и нормам [6], [13]–[15].

Однолинейная схема понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, полученная в результате внедрения указанных выше основных мероприятий по реконструкции, показана на графическом листе 2 работы.

План расположения электрической сети новых потребителей, подключённых к понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей («Ферма КРС» и «Телятник») представлен на графическом листе 3.

2.2 Расчёт электрических нагрузок ПС-35/10 кВ «Жарки»

Для выбора сечения проводников, электрических аппаратов и силовых трансформаторов на понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей в рамках проводимой реконструкции, описанной ранее, проведём расчёт электрических нагрузок.

Будем исходить из технических данных потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки», представленных в таблице 1, с учётом дополнительной нагрузки, подключаемой на две ячейки «резерв» второй секции сборных шин 10 кВ.

Расчётные значения нагрузок потребителей понизительной подстанции согласно [4], [12], [19] определяются так:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{номр}}, \quad (1)$$

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}, \quad (2)$$

где P_{np} , Q_{np} , S_{np} – значения расчётных активной, реактивной и полной нагрузки, соответственно, кВт, квар, кВА.

Расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей проводится на примере первого присоединения секции сборных шин напряжением 10 кВ первого силового трансформатора Т1 подстанции по условиям (1) – (2)

$$P_{np} = 400 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 400 \cdot 0,54 = 216 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{400^2 + 216^2} = 454,6 \text{ кВА.}$$

Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей с учётом подключения нагрузки новых потребителей на ячейки «резерв» второй секции сборных шин (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» с учётом подключения новых потребителей

Потребитель	P_{np} , кВт	Q_{np} , квар	S_{np} , кВА	Количество потребителей 1,2 категории, %
1	2	3	4	5
I СШ 10 кВ Т1				
Биинский	400	216	454,6	65
Гуляевский	300	162	340,9	80
Мокрецовский	500	270	568,2	75

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Квачинский	300	162	340,9	80
Всего по 1СШ Т1	1500	810	1704,7	75
II СШ 10 кВ Т1				
Ферма КРС	500	270	568,2	75
Липинерский	600	324	681,9	60
Мичуринский	300	162	340,9	65
Телятник	200	108	227,3	70
Всего по 2СШ Т2	1600	864	1818,4	67,5
Всего по ПС-35/10 кВ	3100	1674	3523,1	71,3

Учитывая полученные результаты расчёта электрических нагрузок присоединений потребителей рассматриваемой понизительной подстанции, в работе после таблицы 2 также проведён расчёт суммарной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

Значение расчётной активной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей

$$P_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (3)$$

где K_0 – коэффициент одновременности, о.е.

По условию (3)

$$P_{ПС} = 0,9 \cdot 3100 = 2790 \text{ кВт.}$$

Значение расчётной реактивной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей

$$Q_{ПС} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np} \quad (4)$$

По условию (4)

$$Q_{ПС} = 0,9 \cdot 1674 = 1506,6 \text{ квар.}$$

Значение расчётной полной нагрузки всей реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей

$$S_{ПС} = \sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2} \quad (5)$$

По условию (5)

$$S_{ПС} = \sqrt{2790^2 + 1506,6^2} = 3170,8 \text{ кВА.}$$

Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок как присоединений, так и всей реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, используются в работе далее при выборе и проверке силовых трансформаторов подстанции, а также проводников и электрических аппаратов распределительных устройств подстанции, а также потребителей.

2.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов на ПС-35/10 кВ «Жарки» с учётом проведённой реконструкции

Так как реконструируемая ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей питает потребителей, большинство из которых относится к I и II категориям надёжности, следовательно, на данной понизительной подстанции остаётся два силовых трансформатора.

В связи с подключением новых потребителей к системе электроснабжения реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» (вторая секция сборных шин 10 кВ: потребители «Ферма КРС» – 500 кВт и потребитель «Телятник» – 200 кВт), проводится проверка силовых трансформаторов на

перегрузочную способность как в нормальном, так и в максимальном (послеаварийном) режиме работы.

Выбор и проверка силовых трансформаторов на подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей в работе проводится по условию

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4}, \quad (6)$$

По условию (6)

$$S_{ном.т} \geq \frac{3170,8}{1,4} = 2264,9 \text{ кВА.}$$

Согласно полученным данным расчёта, для установки на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки», выбирается силовой трансформатор марки ТМН-2500/35 [9], который совпадает с ранее установленным трансформатором до проведения реконструкции.

В нормальном режиме работы системы, коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, должен удовлетворять:

$$K_3 \leq 0,7 \leq \frac{0,5 \cdot S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (7)$$

Согласно условию (7)

$$K_3 = \frac{0,5 \cdot 3170,8}{2500} = 0,63 < 0,7.$$

Условие проверки трансформатора в нормальном режиме выполняется.

В максимальном (послеаварийном) режиме работы системы, коэффициент загрузки силового трансформатора, установленного на подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, должен удовлетворять:

$$K_3 \leq 1,4 \leq \frac{S_{ТП}}{S_{ном.т}}, \quad (8)$$

Согласно условию (8)

$$K_3 = \frac{3170,8}{2500} = 1,27 < 1,4.$$

Расчётом установлено, что трансформаторы ТМН-2500/35 не нуждаются в замене в связи с подключением к ПС-35/10 кВ новых потребителей.

2.4 Выбор сечения проводников на ПС-35/10 кВ «Жарки»

Питающая воздушная линия электропередачи напряжением 35 кВ подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, также, как и все отходящие линии к потребителям напряжением 10 кВ, выполнены воздушными линиями электропередачи с использованием сталеалюминевых проводов марки АС, а также анкерных и промежуточных опор.

Известно, что выбор сечений воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) осуществляется по экономической плотности тока по выражению

$$F_3 = \frac{I_{max}}{j_3}, \quad (9)$$

где I_{max} – максимальный ток послеаварийного режима воздушной линии электропередачи, А;

j_3 – экономически выгодная плотность тока, А/мм².

Для питающей ВЛЭП напряжением 35 кВ подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей рабочий ток нормального режима определяется так:

$$I_n = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (10)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность силового трансформатора, установленного на подстанции 35/10 кВ «Жарки», кВА.

Для питающей ВЛЭП напряжением 35 кВ по условию (10)

$$I_n = \frac{3170,8}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 52,3 \text{ А.}$$

Значение расчётного максимального тока послеаварийного режима воздушной линии электропередачи (рассматривается аварийный режим, когда одна линия питает два силовых трансформатора подстанции 35/10 кВ)

$$I_a = 1,4 \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (11)$$

Для питающей ВЛЭП напряжением 35 кВ по условию (11)

$$I_a = 1,4 \cdot 52,3 = 73,2 \text{ А.}$$

Проверка сечения по нагреву в форсированном режиме (при перегрузке в послеаварийном режиме работы) [1]:

$$I_{\partial} \geq I_a. \quad (12)$$

где I_{∂} – значение длительно допустимого тока выбранного проводника стандартного сечения, А.

Для питающей ВЛЭП напряжением 35 кВ по условию (12)

$$F_{\text{эк}} = \frac{73,2}{1,1} = 66,56 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности для проводов питающей воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ должно выполняться следующее условие по минимальному сечению провода (III район по гололёду, ВЛ – общего пользования, одноцепная [15])

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}} = 35 \text{ мм}^2. \quad (13)$$

Для питающей ВЛЭП напряжением 35 кВ выбирается провод марки АС-70/11 с длительно – допустимым током проводника $I_{\text{д}} = 261 \text{ А}$ [4].

Согласно (11)

$$261 \text{ А} > 73,2 \text{ А}.$$

Условие (11) выполняется.

Согласно (13)

$$70 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

Условие (13) выполняется.

Выбор сечения воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки», отходящих к потребителям напряжением 10 кВ, проведён аналогично выбору воздушной линии напряжением 35 кВ (таблица 3).

Таблица 3 – Выбор сечения ВЛ-10 кВ, отходящих к отходящим фидерам потребителей понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки»

№ ячейки	Отходящий фидер	I_{max} , А	Марка/сечение провода ВЛ-10 кВ	I_0 , А
1СШ Т1				
1	Биинский	26,2	АС-25	142
2	Гуляевский	19,7	АС-25	142
3	Мокрецовский	32,8	АС-35	175
4	Квачинский	19,7	АС-25	142
2СШ Т2				
5	Ферма КРС	32,8	АС-35	175
6	Липинерский	39,4	АС-35	175
7	Мичуринский	19,7	АС-25	142
8	Телятник	13,1	АС-25	142

2.5 Расчёт токов короткого замыкания на ПС-35/10 кВ «Жарки»

Расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) на подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей согласно [17-19] проводится с целью:

- проверки электрических аппаратов и проводников на термическую и электродинамическую стойкости к токам короткого замыкания. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения ударного тока КЗ в расчётных точках;

- выбора и проверки на чувствительность уставок релейной защиты и автоматики. Для этой цели проводятся расчёты максимального трёхфазного тока, а также значения двухфазного (минимального) тока КЗ в расчётных точках.

Расчёт искомых трёхфазных токов КЗ в максимальном режиме проводится в расчётной точке К1 – сеть напряжением 35 кВ (на выводах ВН силового трансформатора), а также в расчётной точке К2 – сеть напряжением 10 кВ (на выводах НН трансформатора).

Исходная схема представлена на рисунке 1.

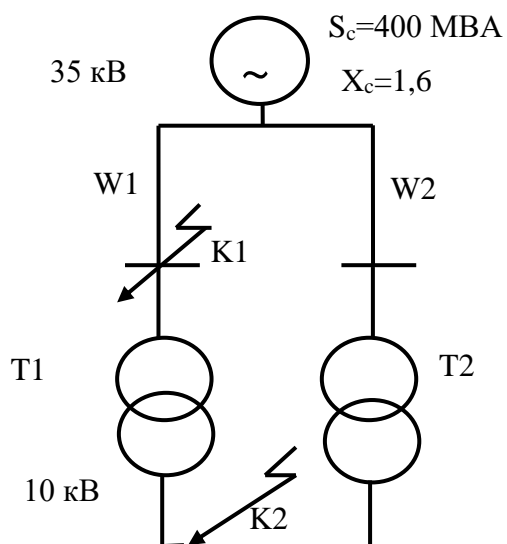


Рисунок 1 – Исходная схема для расчёта токов КЗ

Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ в работе представлена на рисунке 2.

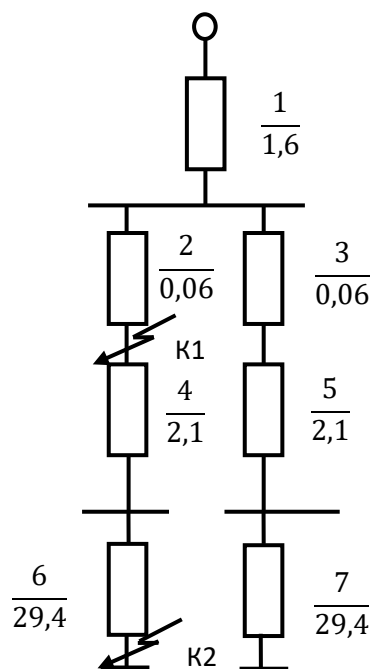


Рисунок 2 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ

В качестве базисной выбирается ступень высшего напряжения – 35 кВ. Результаты расчётов токов КЗ, полученные на неосновной ступени (10 кВ), приводятся к основной ступени напряжения путём умножения результата на коэффициент трансформации силового трансформатора.

Выбираются и рассчитываются базисные условия:

$$S_c = S_{\bar{o}} = 400 \text{ МВА.}$$
$$U_{\bar{o}.1} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ.}$$
$$U_{\bar{o}.2} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

Базисный ток

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3}U_{\bar{o}}}. \quad (14)$$
$$I_{\bar{o}.1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 6,29 \text{ кА.}$$
$$I_{\bar{o}.2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22 \text{ кА.}$$

Сопротивление энергосистемы

$$X_1 = X_c \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{bc}}. \quad (15)$$
$$X_1 = 1,6 \cdot \frac{400}{400} = 1,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей воздушной линии 35 кВ

$$X_{wl} = X_2 = X_3 = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (16)$$

где X_0 - удельное сопротивление ВЛЭП, Ом/км;

L – суммарная длина ВЛЭП, км.

$$X_{wl} = 0,4 \cdot 0,5 \cdot \frac{400}{36,75^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки ВН (35 кВ) силового трансформатора

$$X_8 = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.м.}} \quad (17)$$

$$X_4 = X_5 = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 2,5} = 2,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обмотки НН (10 кВ) силового трансформатора

$$X_{н1} = X_{н2} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.м.}} \quad (18)$$

$$X_6 = X_7 = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 400}{100 \cdot 2,5} = 29,4 \text{ Ом.}$$

Полученные параметры схемы замещения наносятся на рисунок 2.

Осуществляется преобразование исходной схемы замещения в расчётную. Схема замещения для расчета КЗ в точке К1 – на рисунке 3.

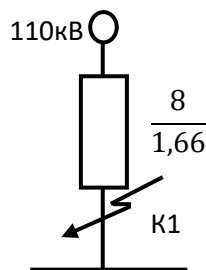


Рисунок 3 – Схема замещения, преобразованная для точки К1

Результирующее сопротивление до расчётной точки К1

$$X_8 = X_1 + X_2. \quad (19)$$

$$X_8 = 1,6 + 0,06 = 1,66 \text{ Ом.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение тока трёхфазного КЗ) в расчётной точке К1

$$I_{no1} = \frac{E}{X_8} \cdot I_{\sigma}, \quad (20)$$

где E_c – сверхпереходная ЭДС энергосистемы, $E_c=1$.

$$I_{no1} = \frac{1}{1,66} \cdot 6,29 = 3,79 \text{кА.}$$

$$I_{ном.ист.} = \frac{S_{ном.ист.}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (21)$$

$$I_{ном.ист.} = 6,29 \text{кА.}$$

$$a = \frac{I_{no}}{I_{ном.ист.}}. \quad (22)$$

$$a = \frac{3,79}{6,29} = 0,602.$$

$$a = \frac{I_{no}}{I_{ном.ист.}} = 0,6 \leq 4,5.$$

Исходя из приведённого соотношения, принимается $\gamma=1$ и, значит

$$I_{нт} = I_{no1} = 3,79 \text{кА.}$$

Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 4.

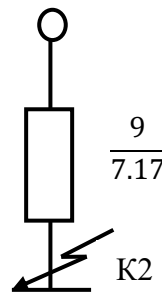


Рисунок 4 – Схема замещения для расчетов в точке К2

Расчёт для точки К2 аналогичен расчёту для точки К1 (с учётом большего числа сопротивлений, входящих в цепь КЗ).

$$X_9 = X_8 + X_4 + X_6. \quad (23)$$

$$X_9 = 1,66 + 2,1 + 29,4 = 33,16 \text{ Ом.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания (максимальное значение) в точке К2 с учётом того, что данная точка КЗ находится не на основной (базовой) ступени напряжения, следовательно, результат расчёта необходимо умножить на коэффициент трансформации

$$I_{no2} = \frac{E}{X_9} \cdot I_{\sigma} \cdot K_m, \quad (24)$$

где K_m – значение коэффициента трансформации силового трансформатора подстанции, о.е.

$$I_{no2} = \frac{1}{33,16} \cdot 22 \cdot \frac{36,75}{10,5} = 2,32 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока в расчётной точке К1

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \kappa_{y\partial} \cdot I_{no1}. \quad (25)$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 3,79 = 9,11 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока в расчётной точке К2

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \kappa_{y\partial} \cdot I_{no2}. \quad (26)$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,32 = 4,59 \text{ кА.}$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания

$$I_{no(min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{no}. \quad (27)$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания в расчётной точке К1 понизительной подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей

$$I_{no(min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,79 = 3,28 \text{ кА}.$$

Значение двухфазного тока короткого замыкания в расчётной точке К2 понизительной подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей

$$I_{no(min)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,32 = 2,01 \text{ кА}.$$

Все полученные в работе результаты расчёта токов короткого замыкания (трёхфазного, двухфазного), а также ударных токов, выполненных в системе электроснабжения понизительной подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов токов короткого замыкания на понизительной подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей

Параметр	Точка К1	Точка К2
I_{no} , кА	3,79	2,32
$I_{no (min)}$, кА	3,28	2,01
i_{y0} , кА	9,11	4,59

Полученные результаты расчетов токов короткого замыкания, а также величины ударных токов трёхфазного КЗ в системе электроснабжения понизительной подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей,

используются в работе далее при выборе и проверке электрических аппаратов на термическую и электродинамическую стойкость.

2.6 Выбор и проверка электрических аппаратов на ПС-35/6 кВ «Жарки»

Для установки на понизительной подстанции «Жарки» Тверских распределительных сетей в работе выбираются следующие электрические аппараты:

– в ОРУ-35 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединители, трансформаторы тока, ограничители перенапряжения;

– в РУ-10 кВ: выключатели высокого напряжения, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения.

Выбор аппаратов высокого напряжения в общем виде производится по напряжению и рабочему максимальному току [6]-[8]:

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (28)$$

$$I_{раб.макс.} \leq I_n; \quad (29)$$

Выбранные аппараты высокого напряжения подлежат следующим проверкам по условиям отключения токов КЗ, а также термическую и динамическую стойкость по условиям:

$$I_{nt} \leq I_{откл.} \quad (30)$$

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (31)$$

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (32)$$

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (33)$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T; \quad (34)$$

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a), \quad (35)$$

Для установки на стороне 35 кВ реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Жарки» выбран выключатель высокого напряжения марки ВР35НС-35-20/1600-3/3 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока [8], который устанавливается в схеме.

Выбор данного выключателя по напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ} = U_{сети} = 35 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 1600 \text{ А} > I_{расч} = 57,7 \text{ А}.$$

Проверка данного выключателя по условиям (28–29) выполняется:

$$I_{откл} = 20 \text{ кА} > I_{к1} = 3,79 \text{ кА}.$$

$$i_{пр.скв} = 32 \text{ кА} > i_{ук1} = 9,11 \text{ кА}.$$

$$I_t^2 t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с} > I_k^2 (t_{откл} + T_a) = 3,79^2 \cdot (5 + 0,02) = 12,68 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

$$\sqrt{2} \cdot I_k \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100} \right) = \sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) =$$

$$= 35 > \sqrt{2} \cdot 3,79 \cdot \left(1 + e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}} \right) = 18,1 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Таким образом, данный выключатель подходит для установки в ОРУ-35 кВ реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Жарки», а также удовлетворяет требованиям проверок.

Выбор выключателей высокого напряжения 10 кВ ПС-35/10 кВ реконструируемой понизительной ПС-35/10 кВ «Жарки» выполнен аналогично выбору выключателя напряжением 35 кВ.

В результате аналогично проведённых расчётов и проверок, для установки в РУ-10 кВ в работе принимаются следующие типы выключателей по месту установки в распределительном устройстве и типоминиалам:

- вводной выключатель РУ-10 кВ - ВВ/TEL-10-20/630-У2-48;
- секционный выключатель РУ-10 кВ - ВВ/TEL-10-20/630-У2-48;

– выключатель РУ-10 кВ для защиты фидеров – ВВ/TEL-10-20/630-У2-48.

Для обеспечения видимого разрыва в сети 35 кВ применяются разъединители, устанавливаемые в ОРУ-35 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки». Результаты выбора и проверки разъединителей напряжением 35 кВ ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор разъединителя 35 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры разъединителя РЛНДЗ-2-35/600
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_n = 35$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 57,7$ А	$I_n = 1000$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 9,11$ кА	$i_{нр.с} = 20$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 18,1$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 3500$ кА ² с

Аналогично выбраны разъединители 10 кВ марки РВЗ-10/400. Выбирается трансформатор тока 10 кВ марки ТПК-10 для установки в РУ-10 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей (таблица 6).

Таблица 6 – Выбор трансформатора тока 10 кВ на ПС-35/10 кВ «Жарки»

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры трансформатора тока ТПК-10
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 202,3$ А	$I_n = 300$ А
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 4,59$ кА	$i_{нр.с} = 40$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 12,24$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 2000$ кА ² с

Выбирается трансформатор напряжения 10 кВ марки НАМИТ-10-У3 (таблица 7).

Таблица 7 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей

Условия выбора и проверки	Расчётные параметры сети	Каталожные параметры трансформатора напряжения НАМИТ-10-У3
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_n = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 202,3$ А	$I_n = 630$ А
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y = 4,59$ кА	$i_{пр.с} = 60$ кА
$B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 12,24$ кА ² с	$I_T^2 t_T = 1200$ кА ² с

Так как в ОРУ-35 кВ на реконструируемой ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей требуются ограничители перенапряжения (далее – ОПН) внешней установки, в работе принимаются к установке для защиты оборудования ОРУ-35 кВ от атмосферных и внутренних перенапряжений ОПН-У/TEL-35/84-УХЛ1. На стороне 10 кВ в РУ-10 кВ на ПС-35/10 кВ «Жарки» используются ОПН внутренней установки типа ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ1.

2.7 Расчет электрического освещения ПС-35/10 кВ «Жарки»

Расчёт электрического освещения ПС-35/10 кВ «Жарки» включает в себя расчёт ОРУ-35 кВ и КРУ-10 кВ указанной подстанции.

Поскольку ОРУ-35 кВ имеет сравнительно малую площадь, то освещение выполним светильниками прожекторного типа с применением светодиодных ламп.

В целях уменьшения затрат, установку светильников будем производить по существующим конструкциям-порталам высотой 6 метров,

соблюдая минимально (максимально) допустимые расстояния до токоведущих частей.

Суть расчета будет состоять в следующем: по расположению технологического оборудования и порталов с учетом нивелирования возможного затенения от оборудования, для освещения ОРУ-35 кВ установим 6 светодиодных светильников прожекторного типа PHILIPS 911401690204 ДО с мощностью 100 Вт, а затем проверим нормируемые уровни освещенности на элементах оборудования.

Поскольку необходимо создать в основном вертикальные освещенности, светильник выбран с широкой КСС.

Так как светодиодные лампы имеют высокую световую отдачу и могут эксплуатироваться в диапазоне температур от -50 до $+50$, то выбор является обоснованным. Расчётная схема электрического освещения ПС-35/10 кВ «Жарки» представлена на рисунке 5.

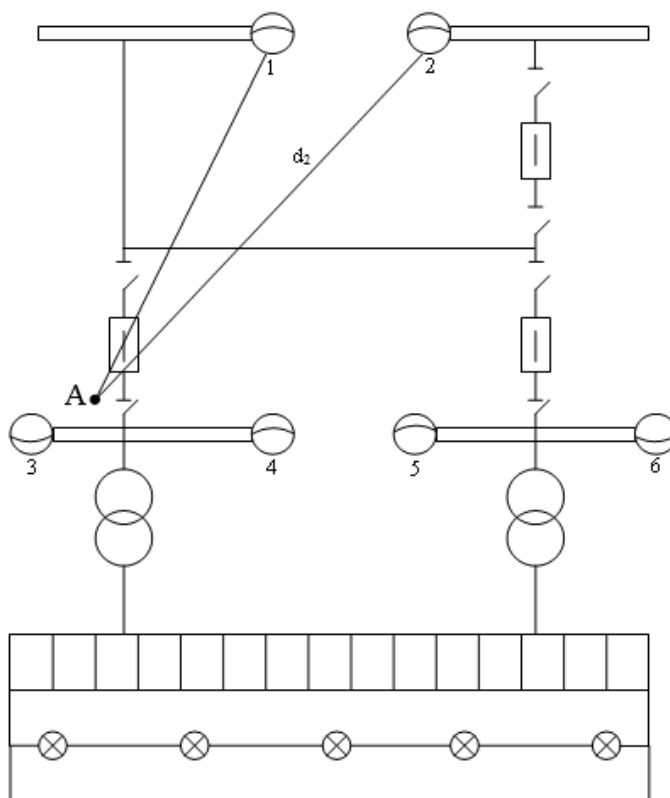


Рисунок 5 – Расчётная схема электрического освещения ПС-35/10 кВ «Жарки»

При расчете освещенности открытых пространств точечным методом применяют формулу:

$$Er = \frac{\Phi \cdot \Sigma e}{1000 \cdot K_3 \cdot h} \text{ лк}, \quad (36)$$

где Er – освещенность (лк);

K_3 – коэффициент запаса;

h – поток ламп светильника (лм);

Σe – сумма относительных освещенностей в контролируемой точке, определяется по кривым относительной освещенности в зависимости от соотношения d/h .

В работе принимаются следующие значения: $\Phi=13500$ лм, $K_3=1,5$, $h=6,0$ м.

По расчётной схеме, точка А (E_1 ; E_2) – точка освещенности от светильников 1 и 2 (точка А – на разъединителе).

Для заданных условий:

$$d_1/h_1=12/6=2; d_2/h_2=15/6=2,5, h_1/d_1=0,5; h_2/d_2=0,4$$

по графику освещенностей находим:

$$e_1=6,5 \text{ лк}, e_2=3,5 \text{ лк}.$$

Освещённость в расчётной точке А

$$Er = \frac{13500 \cdot (6,5 + 3,5)}{1000 \cdot 1,5 \cdot 6,0} = 15 \text{ лк}.$$

Поскольку освещаемая поверхность находится на вертикальном уровне, то необходимо найти освещенность на данном уровне.

Расчёт проводится с учётом коэффициента, учитывающего наклон поверхности к горизонту

$$Er = \frac{3500 \cdot (6,5 \cdot 2 + 3,5 \cdot 2,5)}{1000 \cdot 1,5 \cdot 6,0} = 32,6 \text{лк.}$$

Для ОРУ-35 кВ принимается при расчётах средняя величина $E_{\text{норм}}=10$ лк, в связи с этим проводится проверка минимальной освещённости, которая должна быть не меньше нормируемой освещённости

$$Er = \frac{3500 \cdot (3,5 \cdot 2,5)}{1000 \cdot 1,5 \cdot 6,0} = 13,1 \text{лк.}$$

Окончательно для освещения внешней площадки ОРУ-35 кВ принимается 6 светодиодных прожектора типа PHILIPS 911401690204 ДО с мощностью 100 Вт каждый.

Проверочные расчеты по остальным элементам проводим аналогично, результаты расчета сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет освещенности по элементам ОРУ-35 кВ

Элементы установки	Освещенность		Плоскость
	нормированная	фактическая	
Трансформаторы	10	18,6	В-15
КРУН	10	16,4	В-1,5
Выводы трансформаторов	10	22,1	В-4,0
Релейный блок	10	17,4	В-3,0
Выключатель	5	14,5	В-1,5
Разъединитель	10	13,1	В-3,0
ОПН	5	12,3	В-3,0
Площадка для въезда транспорта	2	2,8	Г-0,0

Несколько завышенная освещенность является дополнительной при затемнении.

В ячейках КРУН-10 кВ выполним освещение светильниками прожекторного типа для внутренней установки типа *Led-Slim-10* 10Вт 6500К *IP66 220V ACc* типовой КСС – косинусной.

В результате расчёта освещения КРУН-10 кВ, проведённого аналогично расчёту освещения ОРУ-35 кВ, выбраны 24 светильника указанного типа.

2.8 Выбор дуговой релейной защиты шин ПС-35/10 кВ «Жарки»

Как было указано ранее, на ПС-35/10 кВ требуется установка дуговой релейной защиты шин с целью уменьшения аварий в электрической сети объекта.

Проводится выбор устройства дуговой РЗ защиты шин 10 кВ на основании анализа имеющихся методик [1], [3], [7].

В существующих ячейках типа К-Х111 и К-37, установленных на подстанциях, в настоящее время применяется дуговая защита типа «Краб» принцип работы тот же, что и у клапанной защиты.

Для защиты от дуги короткого замыкания (к.з.) сборных шин КРУ, КРУН 6-10кВ используется электромагнитный датчик «Антенный», который крепится к сборной шине вместе с ТТ.

Электромагнитный датчик «Антенный», устанавливаемый в отсеке сборных шин КРУ и КРУН 6-10кВ любой серии, на открытых сборных шинах 6-10 кВ.

Установка датчика в отсеке сборных шин шкафов серий К-ХШ и К-37 показана на рисунке 6. Способ крепления антенны к сборной шине изображён на рисунке 7.

Начиная с величины тока к.з. от 1,0-1,5кА, в отсеке КРУ и КРУН 6-10кВ достаточно устанавливать антенну только вдоль одной сборной шины.

При защите сборных шин РУ-10 кВ, величина токового порога составляет от 6 кА.

Датчик «Антенный» одновременно является резервной дуговой защитой для датчиков дуги, защищающих отсек кабеля и отсек выключателя. Эти его защитные резервные функции особенно ярко начинают проявляться при токах КЗ от 5–7 кА. Работает он в этом случае (при повреждениях на кабеле и выключателе) с запаздыванием, не превышающем 0,1с.

Для повышения чувствительности, а также в случаях, когда основной дуговой защитой является только антенна (датчики «Краб» в целях экономии затрат не устанавливаются), антенна оснащается ответвлениями, а проходные изоляторы освобождаются от перегородки (диафрагмы), разделяющей полость выключателя от полости отсека сборных шин.

В настоящее время в эксплуатации находится несколько сот датчиков «Антенный», защищающих такое же количество отсеков сборных шин, включая открытые сборные шины 6 – 10 кВ, установленные в ЗРУ. Датчик «Антенный» защищён патентом РФ № 2030047.

Описание конструкции. В отсеке сборных шин (рисунок 6) на средней фазе смонтирован голый стальной прут 2 – дугоулавливающий элемент электромагнитного датчика «Антенный».

Использована средняя шина шкафов К-Х111 и К-37, т.к. она из всех трех фаз наиболее быстро вовлекается в дуговое к.з., возникшее на крайних фазах.

Крепление прута 2 (антенны) к сборной шине 1 (рисунок 7) осуществляется с помощью кронштейна 5, изолирующего прут от шины. Кронштейн содержит изолирующую втулку 3, и стальной корпус 4. Крепится к сборной шине с помощью болта (винта) 6. По всей длине антенны строго выдерживается зазор « δ » в свету между сборной шиной и антенной. Его размеры установлены опытным путем. Они зависят от конструкции отсека сборных шин, материала прута, его размеров, тока к.з. и должны сохраняться такими, какими будут установлены в процессе монтажа.

В качестве исполнительного органа используется серийный трансформатор тока-10 кВ, устанавливаемый в отсеке. Как правило, им является ТТ-10 кВ типа ТПОЛ-10-(100-400)/5Р-3У1, обладающий хорошей изоляцией и небольшими размерами.

Номинальный ток ТТ варьируется от 100 до 400 А. Он зависит от токов К.З. на сборных шинах.

Так, например, при токе КЗ 3,5 кА через ТТ будет протекать ток от 700 до 1750А, а при токе К.З. 7 кА этот диапазон составит от 700 до 2450А. Исходя из этого, должны выбираться токовые реле в цепи вторичной коммутации.

В шкафах вышеуказанных марок ТТ, как правило, устанавливаются на противоположной шинам стороне отсека сборных шин.

Его первичная обмотка одним концом через алюминиевую шинку присоединяется к сборной шине, установленной на изоляторах. Другим концом присоединяется с помощью стальной шинки путем сварки к «антенне».

При этом выводы вторичной коммутации осуществляются на токовые реле от обмотки большей мощности.

В нормальном режиме работы «антенна» 2 (рисунок 6) током нагрузки не обтекается и ТТ не выдает сигнал «на отключение». Это объясняется тем, что ТТ имеет одну точку контактирования со сборной шиной.

При появлении дуги К.З. в отсеке сборных шин, или при её продуве снизу в отсек сборных шин через проходной изолятор 3 происходит её взаимодействие (контактирование) с «антенной» благодаря притягивающему действию электромагнитного поля в стальном пруте антенны на электромагнитное поле подвижной плазмы электрической дуги. Вследствие этого дуга КЗ, исходящая от соседних сборных шин, начинает взаимодействовать в первую очередь с «антенной», а уж потом с шиной 3.

Это приводит к появлению второй точки контактирования между шиной 3 и «антенной» 2. ТТ включается параллельно сборной шине, а в ряде

случаев, «антенна» напрямую включается в цепь с соседними сборными шинами, минуя свою сборную шину ТТ выдаёт команду на отключение.

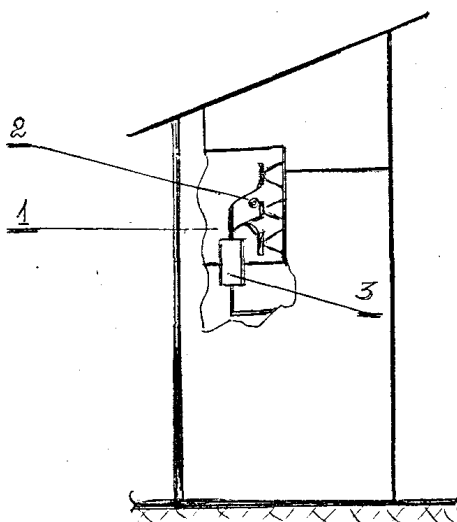


Рисунок 6 – Вид места установки датчика «Антенный» - электромагнитного датчика дуги КЗ в отсеках сборных шин шкафов серий *K-X111* и *K-37*

Как показали испытания, при больших токах КЗ дуга, устремляясь прочь от источника питания, начинает прерывисто взаимодействовать то с «антенной», то со сборной шиной, вводя прерывистость в выдаваемый сигнал.

Поэтому целесообразно во всех случаях в выходную цепь ТТ устанавливать систему «подхвата» сигнала, не позволяющую отпадать контактам токового реле в перерывах между сигналами (их длительность не превышает 7–10 мс).

Для защиты полости выдвижного шкафа и отходящей линии (кабельной разделки) применяется датчик «Краб», как правило, в шкафу устанавливают один датчик, который срабатывает при двухфазном К.З. в самой отдаленной точке шкафа.

Минимальный ток КЗ, при котором срабатывает датчик «Краб», называется «токовый порог срабатывания» и для шкафов указанной серии составляет 3,5–4 кА.

Принцип работы защиты типа «Краб» показан на рисунке 7. Датчик «Краб» срабатывает от избыточного давления газов, возникающего в защищаемом пространстве в момент появления дуги К.З.

Избыточное давление действует на лопатку 2 снизу (шкаф К-37), лопатка подбрасывается вверх и освобождает упор, при этом ролик 6 под воздействием пружин концевика 5 выталкивается наружу, поднимая вверх верхний конец рычага 1. Рычаг 1 при этом свободно поворачивается вокруг оси 3 в пазу стойки 4. Контакты концевика замыкаются и на катушку отключения вводного выключателя секции подается отключающий импульс. Как правило, время срабатывания датчика и отключения тока К.З. выключателем ввода не превышает 0,1 с.

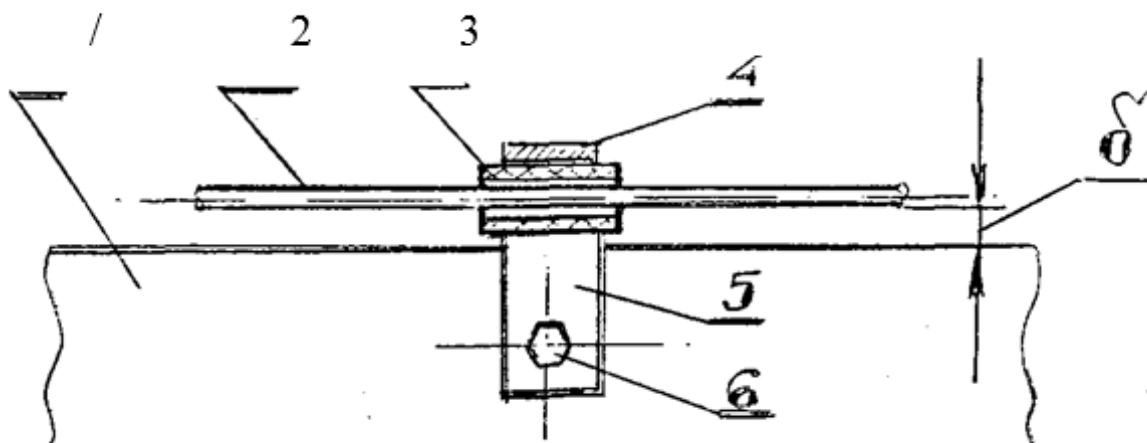


Рисунок 7 – Способ крепления «Антенны» дуговой защиты «Краб» к сборной шине

Дуговая защита «Краб» на существующих подстанциях выполнена с контролем по току на реле тока, первичная обмотка которого в нормальном состоянии замкнута, а вторичная обмотка находится в разомкнутом состоянии и ток в ней отсутствует.

При возникновении к.з. в ячейке или на СМВ срабатывает датчик «Краб», который замыкает свои контакты.

После его срабатывания вторичная обмотка реле замыкается датчиком «Краб». Во вторичной обмотке реле появляется ток. Реле, при этом, замкнет свои контакты, а через СМВ или МВ ввода, в зависимости от схемы питания сборной шины, потечет ток к.з, подастся импульс на комплект защиты СМВ или МВ ввода, вследствие чего отключится СМВ или МВ ввода секции шин.

При к.з. в ячейке МВ ввода сработает от повышения давления датчик «Краб», который замкнет свои контакты.

В обмотке реле появится ток, замкнутся его контакты, придет импульс на комплект защит трансформатора.

В настоящее время на ряде подстанций ЦЭС нашла применение дуговая фототиристорная защита, выполняемая на фототиристорах.

Срабатывание фототиристорной дуговой защиты происходит при появлении вспышки дуги. В ячейке устанавливается, как правило, три фототиристора:

- первый фототиристор защищает кабельный отсек ячейки;
- второй фототиристор защищает второй отсек трансформаторов тока;
- третий фототиристор защищает третий отсек выключателя.

В нормальном режиме фототиристор находится в закрытом состоянии, при вспышке дуги в отходящей ячейке фототиристор открывается, через блинкер, открытый фототиристор, шинку и замкнутые контакты, при наличии тока к.з. на вводе, срабатывает и дает импульс контактами через *SPAC-801*(микропроцессор) на отключение вводного выключателя или секционного выключателя.

При дуговом к.з. на вводе работает фототиристор *VS.1.* или *VS.2.* через промежуточное реле *KND* подается на шинку *EDK*, с шинки *EDK* на *KLD-6*, и действует на выходные реле с контролем по току МТЗ-35 кВ, включится вводной выключатель 35 кВ.

В результате проведенного анализа для установки в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Жарки» выбрана дуговая релейная защита на фототиристорной основе с использованием микропроцессора *SPAC-801*, которая лишена многих

недостатков, присущих дуговой защите типа «Краб». В частности, защита типа «Краб» выполняется на реле устаревших конструкций, которые не рекомендуется использовать в современных электроустановках, а дуговая релейная защита на фототиристорной основе с использованием микропроцессора *SPAC-801* – это инновационная разработка, поэтому её выбор и применение является обоснованным.

Выводы к разделу 2

В результате выполнения второго раздела работы, на трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей внедрены следующие мероприятия по реконструкции и модернизации указанной понизительной подстанции:

– установка коммутационных и защитных аппаратов в ОРУ-35 кВ на вводе первого силового трансформатора понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит повысить надёжность и безопасность схемы (за счёт применения разъединителей и выключателей высокого напряжения), а также значительно упростит коммутационные и оперативные переключения в схеме ОРУ-35 кВ рассматриваемой подстанции;

– установка коммутационных аппаратов в ремонтной перемычке 35 кВ в ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит повысить надёжность схемы, а также значительно ускорить оперативные переключения в схеме;

– установка дуговой защиты шин в РУ-10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит сократить аварии на шинах в РУ-10 кВ указанной подстанции и повысит надёжность системы электроснабжения. В результате проведённого анализа для установки в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Жарки» выбрана дуговая релейная защита на фототиристорной основе с использованием микропроцессора *SPAC-801*;

– модернизация электрического освещения ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ. В работе, помимо мероприятий по реконструкции схемы понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, также проводится модернизация существующего освещения подстанции (ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ) с установкой новых источников освещения на основе современных светодиодных разработок. В результате проведённых расчётов, для данной цели в ОРУ-35 кВ выбраны 6 светодиодных прожектора типа *PHILIPS* 911401690204 ДО с мощностью 100 Вт каждый. В ячейках КРУН-10 кВ предусматривается освещение светильниками прожекторного типа для внутренней установки типа *Led-Slim-10* 10Вт 6500К IP66 220V AC в количестве 24 штуки с типовой КСС – косинусной.

– модернизация электрических аппаратов и проводников, выполненная на основе расчёта электрических нагрузок фидеров и подстанции с учётом подключения новых потребителей (новые потребители «Ферма КРС» - 500 кВт и потребитель «Телятник» - 200 кВт подключаются на две ячейки «резерв» второй секции сборных шин 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей по радиальной схеме).

3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда

3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности

Организация работ и ответственность за проведение всех мероприятий по охране труда, на основании [15], в Тверских распределительных сетях, к которым относится рассматриваемая в работе ПС-35/10 кВ «Жарки», возложена на технического руководителя предприятия (главного инженера).

На предприятии Тверских распределительных сетей проводится большая профилактическая работа по предупреждению производственного травматизма:

- приобретен автоматизированный комплекс АСОП (обучения и проверки знаний)
- приобретен тренажерный комплекс «Гоша» для обучения персонала правилам оказания первой доврачебной помощи
- весь персонал, обслуживающий энергетическое оборудования обучен правилам реанимации
- ежемесячно проводятся дни техники безопасности
- ежегодно проводятся профессиональные соревнования бригад

Работа по охране труда на предприятии Тверских распределительных сетей поставлена хорошо. Имеется кабинет техники безопасности, все необходимые инструкции, имеется тренажер по оказания первой медицинской помощи «ГОША», весь персонал регулярно проходит проверку знаний по ПТБ.

Проводятся ежемесячные дни ТБ, а также регулярно проводятся проверки на рабочих местах, а это и есть главная профилактика производственного травматизма.

Предложения по улучшению состояния охраны труда: немаловажным фактором улучшения состояния охраны труда является обмен опытом между подразделениями предприятия Тверских распределительных сетей с другими

подобными энергетическими организациями.

В нашем случае возможен обмен накопленным опытом между подразделениями ОАО «МРСК Центра и Приволжья» такими как ЦЭС, ЮЭС, ГЭС в части опытов передовых технологий работы.

Обмен опытом происходит на организованных соревнованиях, но этого недостаточно, так как соревнования проводятся один раз в четыре года. Также можно организовать проведение дня ТБ не своей инспекцией, а инспекцией других предприятий.

По анализу ряда лет работы, на предприятиях Тверских распределительных сетей нет серьезных электротравм.

Данный анализ, приведённый в таблице 9, это подтверждает.

Таблица 9 – Динамика производственного травматизма Тверских распределительных сетей

Показатели	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1. Среднесписочное кол-во работающих, чел.	900	906	861
2. Количество н/с, на которые составлен акт по форме Н – 1:	-	1	0
3. Потери от травматизма в человеко-днях	-	10	-
4. Использование денежных средств на охрану труда: а) по плану, руб. б) фактически, руб. в) на одного работавшего, руб.	364,9	830,3	1267,8
5. Материальные последствия: а) от травматизма, руб. б) от заболеваний, руб.	- -	3200 -	- -
6. Количество электротравм, всего: в том числе со смертельным исходом	- -	1 -	- -
7. Показатели: частоты тяжести потерь материальных последствий интенсивности заболеваний	- - 1830 0	1.1 10 7.3 3200	0 0 0 0
8. Число несчастных случаев со смертельным исходом (кроме электротравм)	0	0	0

При выполнении работ на понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки» необходимо неукоснительно придерживаться следующих правил и требований [10]–[14]:

- техники безопасности при выполнении работ в электроустановках;
- пожарной безопасности;
- экологической безопасности.

Поэтому в первую очередь при допуске к выполнению работ обслуживающий персонал должен знать и уметь выполнять все требования нормативных документов по охране труда и технике безопасности [13], [14].

Известно, что понизительные подстанции высокого напряжения являются источниками повышенной опасности как для обслуживающего персонала, так и для флоры и фауны. В виду этого, при выполнении работ на понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», необходимо строго соблюдать мероприятия по технике безопасности и охране труда в целом, а также нормы экологической безопасности [10]–[14].

Как правило, поражение электрическим током в сетях понизительных подстанций возникает в таких случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям под напряжением (токоведущие силовые цепи электроустановок, собственные нужды, оперативные цепи релейной защиты и автоматики);
- при приближении на недопустимое расстояние к токоведущим частям электроустановок понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки»;
- при прикосновении к заземленным нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением (напряжение прикосновения);
- при нахождении человека вблизи заземления (менее 8 м), с которого проходит ток в землю (напряжение шага или иного возможного замыкания на землю) в понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки».

Кроме того, существует вероятность прочих производственных видов опасности:

- опасность возможных ожогов электрической дугой, которая возникла в результате неправильных оперативных действий с разъединителями, заземляющими ножами;

- возможность ушибов и переломов конечностей вследствие падений при движении по неровной или скользкой, или неосвещённой поверхности;

- опасность повреждения организма вследствие попадания конечностей под трущиеся и вращающиеся объекты электрооборудования.

Возникновения пожара на объектах возможно при следующих обстоятельствах:

- при коротких замыканиях;

- при прямых попаданиях молнии;

- при перегреве и внутренних коротких замыканиях масляных трансформаторов на подстанции;

- при разрушении и перегрева изоляции с последующим возгорания;

- при перегреве токоведущих частей от перегрузки при неправильном их выборе.

Соблюдение трудовой дисциплины является основой по технике безопасности при выполнении любых работ в электроустановках.

Согласно действующему законодательству, администрация обязана проводить инструктаж всех работников по безопасным приемам выполнения работ.

Согласно положениям [18], для рабочих проводятся по технике безопасности вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте.

Для обеспечения выполнения мероприятий по технике безопасности на предприятии существуют определенные требования к персоналу.

Существует 5 групп по электробезопасности. Проводится периодическая проверка знаний персонала, оформляется по установленным нормам допуск к работе, то есть выписывают наряды. Периодически проверяют выполнение правил по технике безопасности.

Рабочий персонал должен соблюдать правила техники безопасности, так как нарушение правил эксплуатации и ремонта может привести не только к поломке технологического оборудования, но и к несчастным случаям.

При ремонте электрооборудования понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», необходимо убедиться в надежном отключении установки от источника питания.

Для этого необходимо выключить коммутационный аппарат и отключить установку от сети.

Для персонала, работающих в опасных условиях, выдаются средства индивидуальной защиты.

Электротехническому персоналу, работающему в электроустановках понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», выдаются перчатки, коврики, очки и другие защитные средства.

Особо следует уделить внимание электроинструменту.

Проведение работы по ремонту электрооборудования необходимо проводить с помощью неповрежденного инструмента, который проверен на рабочем месте перед тем как его использовать, а также срок проверки инструмента в лаборатории нормоконтроля не просрочены.

Электротехнический персонал понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», на рабочем месте должен выполнять только ту работу, которая ему поручена (по наряду, распоряжению, в порядке текущей эксплуатации) и входит в круг его обязанностей с выполнением требований [13]– [15], [18] и инструкций по охране труда.

В случае поручения работы, которая не входит в круг его профессиональных обязанностей, работник должен получить по этой работе соответствующий инструктаж по записи в журнале целевого инструктажа.

Известно, что работы в электроустановках могут выполняться по наряду-допуску или по распоряжению, при полностью снятом напряжении, частично снятом либо без снятия напряжения с токоведущих частей.

В подавляющем большинстве случаев при выполнении работ в электроустановках понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», всё напряжение с токоведущих частей должно быть снято, рабочее место ограждено, а каждый член бригады должен знать и чётко выполнять свои обязанности при соответствующем виде работ.

Нормами [18] установлены следующие члены бригады при выполнении работ в электроустановках (состав бригады):

1) руководитель работ – как правило, назначается из лиц инженерно-технического персонала. В обязанности руководителя работ входит непосредственная и качественная организация проведения соответствующих работ, инструктаж бригады на рабочем месте, контроль за выполнением работ, распределение обязанностей членов бригады. Руководитель работ должен иметь группу допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ;

2) допускающий – член бригады, который проводит непосредственный допуск бригады к выполнению работ. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), допускающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

3) наблюдающий – член бригады, который непосредственно следит за соблюдением мер техники безопасности бригады во время выполнения работ. Наблюдающему, в отличие от остальных членов бригады, категорически запрещено совмещать другие должности. Как правило, назначается из лиц с группой допуска не ниже третьей при выполнении работ в электроустановках напряжением до 1 кВ и не ниже четвёртой при выполнении работ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. В особых

случаях (при выполнении работ с повышенной опасностью), наблюдающий должен иметь группу допуска не ниже пятой;

4) исполнитель работ – член бригады, который непосредственно выполняет работу в электроустановках. Как правило, это – рабочий персонал (электромонтёр, электрослесарь, электромонтажник и т.д.). Исполнитель работ может иметь любую группу допуска, однако при наличии второй группы его работу должен контролировать более опытный исполнитель работ либо наблюдающий. Также при наличии второй группы исполнитель работ не имеет права работать в электроустановках под наведенным напряжением или с его частичным снятием, а также в особо опасных установках и условиях. При наличии третьей группы допуска исполнитель работ может выполнять работы с полным снятием напряжением в электроустановках как до 1 кВ, так и выше 1 кВ.

Для защиты от электрического тока при прикосновении к токоведущим цепям оперативного тока, применяются изолированные провода.

Аппаратура релейной защиты на постоянном оперативном токе расположена в специальных шкафах. При замыкании или повреждении оперативных цепей осуществляется их контроль и защиту.

Для защиты от опасности при переходе напряжения с высокой стороны на низкую вторичные цепи измерительных трансформаторов заземлены.

Контроль и защиту при КЗ на землю и повреждении изоляции выполняет система релейной защиты, автоматики и сигнализации.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен хорошо знать правила противопожарной безопасности и пожаротушения электрооборудования цеха или других подразделений завода.

При появлении дыма, огня, в электрооборудовании и электропроводке необходимо немедленно отключить аварийный сектор, предупредить пожарную команду при распространении пожара на оборудование или невозможно погасить очаг пожара собственными средствами.

Для предотвращения пожара или обнаружения неисправности, возможных от КЗ, перегрузок, повреждения или перегрева изоляции применяют максимальная токовая защита (МТЗ), защита от перегрузок, защита от замыканий на землю и контроль изоляции.

В сети 35 кВ на питающей ВЛ-35 кВ и ОРУ-35 кВ электрической сети понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», есть фактор повышенной напряжённости поля, который негативно влияет на организм людей.

Поэтому работы в указанных электроустановках все работы по монтажу, обслуживанию и ремонту оборудования и сетей следует производить в специальных экранирующих костюмах, а также необходимо свести к минимуму время пребывания людей на указанных объектах.

Снятие базового заземления проводится заранее определенной выдающим наряд бригадой с заземлением проводов всех фаз на контур заземления опоры или групповой заземлитель.

Эти операции необходимо выполнять, как правило, с заземлением линий в настоящее время.

Работы следует выполнять под контролем дежурного диспетчера с записью в оперативном журнале и оформлением в наряде.

Допускается также выполнять установку и снятие базового заземления без заземления линии.

Однако в этом случае разрешение на установку базового заземления, подготовку рабочего места и допуск бригады к работе выдается одновременно.

Выполнение таких работ может быть допущено только по решению главного инженера с оформлением в оперативном журнале и наряде [8], [13], [14].

Особо следует сказать о роли защитного заземления в сетях ПС-35/10 кВ и его влияние на поражение человека электрическим током.

Для этой цели применяют как естественные, так и искусственные заземлители.

Однако накопленный десятилетиями опыт работ в электроустановках позволяет говорить о том, что в подавляющем большинстве случаев на понизительных подстанциях энергосистемы требуется применение защитного заземления (заземляющего устройства).

Заземляющее устройство состоит из совокупности электрически соединенных заземлителей и заземляющих проводников.

В качестве искусственных вертикальных заземлителей чаще всего применяют прутковую сталь диаметром 12 - 20 мм при длине 5 - 6 м; углубление делают вкручиванием.

Между собой заземлители заземляющего устройства соединяют на глубине 0,5– 0,7 м с помощью сварки стальной полосой размерами не менее 40x4 мм или прутком диаметром 10 – 12 мм.

Заземляющие проводники соединяют заземлитель с частями электроустановки, которые заземляются.

В электроустановках согласно [15], [18]:

- магистральные защитные проводники, прокладываемые открыто, должны иметь сечение не менее 100 мм²;

- проводимость защитного проводника в соответствии с [4] должна быть не ниже 50% проводимости фазного провода.

Каждый элемент заземляется и должен быть подключен к сети заземления отдельным ответвлением (заземляющим проводником), а внутреннюю заземляющую сеть следует соединить с внешним заземляющим контуром не менее, чем в двух местах [15].

Для заземления электроустановок различных назначений и различных напряжений, территориально приближенных одна к другой, применяют один общий заземляющий контур, сопротивление которого принимается равным сопротивлению той установки, где он является минимальным [15].

Приведённые мероприятия обеспечивают безопасность проведения работ в электроустановках всех классов напряжения и являются строго обязательными к исполнению.

Известно, что понизительные подстанции являются источниками повышенной опасности для флоры и фауны [2], [9].

При реконструкции ВЛ-35 кВ, питающих ОРУ-35 кВ понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки», должны выполняться требования нормативных документов, регламентирующих уровень допусков.

С целью предупреждения ухудшения экологической обстановки и возникновения опасности для здоровья и жизни людей от указанных объектов, представляющих повышенную экологическую опасность, осуществляется комплекс взаимосвязанных мероприятий.

Надежным средством обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике должен стать механизм ее правового обеспечения, который с учетом подходов, выработанных в последние годы, включает составляющие:

- законодательное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- организационно-структурное обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- функционально-правовое обеспечение экологической безопасности в электроэнергетике;
- экономический механизм обеспечения такой безопасности;
- юридическая ответственность как средство обеспечения экологической безопасности в электроэнергетике.

Установлены требования к нормативам предельно допустимых выбросов, закреплено дополнительные обязанности предприятий, в том числе [4]: регулирование уровней воздействия физических факторов на состояние атмосферного воздуха (ст. 12), а также меры по предотвращению и снижению производственных шумов (ст. 21).

В зависимости от вида электроустановок, принято выделять и виды техногенных воздействий, в которых присутствует экологический риск.

Так, негативным влиянием энергетики на элементы окружающей среды, а также уровень жизни и здоровья людей, являются [8], [13], [14]:

- выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов;
- ухудшение видимости атмосферы;
- запыленность атмосферного воздуха;
- выпадение осадков и кислотных дождей;
- разрушение озонового слоя;
- влияние шума объектов энергетики на окружающую среду;
- загрязнения подземных и поверхностных вод.

Негативное влияние линий электропередач высокого напряжения (в частности, ВЛ-35 кВ понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки») сказывается во вредном влиянии на людей электромагнитных полей линий электропередач высокого напряжения [8], [13], [14].

Но при условии наступления серьезных повреждений (сильное землетрясение, авария, террористический акт, военные действия) энергетические объекты наносят значительный ущерб как окружающей среде, так и здоровью людей.

Итак, экологический риск от негативного влияния понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки» и линий электропередач 35 кВ на элементы окружающей среды, жизни и здоровья людей, оказывается за загрязнения атмосферного воздуха химическими веществами и физическими факторами, загрязнение водных и земельных объектов химическими веществами; загрязнения земельных участков отходами.

Указанные мероприятия по охране окружающей среды должны быть приняты к сведению и внедрены в систему электроснабжения понизительной подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки».

3.2 Расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки»

Известно, что прямые удары молнии в оборудование понизительных подстанций влекут тяжёлые последствия для оборудования и сетей, так как вследствие возникших значительных атмосферных перенапряжений они могут выйти из строя, иногда без возможности восстановления.

В результате без питания могут остаться важнейшие потребители подстанций, что недопустимо согласно требованиям [6], [13]– [15].

Поэтому для обеспечения надёжности электроснабжения в работе необходимо провести расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки».

От прямых ударов молний должны защищаться все ответственные электроприемники.

ОРУ-35 кВ можно защищать одиночными стержневыми молниеотводами, кроме разрядников, как более ответственные сооружения, тем более, ОРУ-35 кВ питает потребителей первой категории.

Линии напряжением до 35 кВ включительно защищать от прямых попаданий молний не рекомендуется по экономическим соображениям [16], [18].

Необходимо помнить, что здание, сооружение будет защищено от ударов молний только в том случае, когда они будут находиться в определенной сфере, называемой зоной защиты – пространстве, внутри которого объект защищен от ударов молний.

На примере защиты от прямых попаданий молний выполним расчет защиты подстанции 35/10 кВ, который сводится к определению параметров молниезащиты, а именно: высоты молниеотвода, радиусов зон защиты на уровне высшей точки объекта и уровне земли.

Территория подстанции имеет прямоугольную форму с размерами: длина $L=33,6$ м, ширина $S=33,6$ м, наибольшая высота объекта $h_0 = 8.5$ м.

Делим территорию ПС-35/10 кВ «Жарки» на четыре равные части и на расстоянии 5 м от ограждения, внутри подстанции, устанавливаем

молниеотвод.

Для молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки» принимается четыре стержневых молниеотвода, установленные по периметру понизительной подстанции.

Определим радиус защиты на уровне 8,5 м.

$$r_x = a + y, \quad (37)$$

где $y=1 \dots 2$ м

$$r_x = 29,8 + 2 = 31,8 \text{ м},$$

Определим высоту молниеотвода – h :

$$h = r_x / 1.5 + h_0 / 0.92, \text{ м.} \quad (38)$$

$$h = 31,8 / 1,5 + 8,5 / 0,92 = 30,4 \text{ м.}$$

Определим активную высоту молниеотвода – h_a :

$$h_a = 0,92 \cdot h, \text{ м.} \quad (39)$$

$$h_a = 0,92 \cdot 30,4 = 27,96 \text{ м.}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне земли – r_0 :

$$r_0 = 1,5 h, \text{ м.} \quad (40)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30,4 = 45,6 \text{ м.}$$

Высота молниеотводов в вертикальной плоскости, схема расположения и зона защиты молниеотводов в горизонтальной плоскости приведены на рисунке 8.

Схема спроектированной молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки» от прямых ударов молнии представлена на графическом листе 6.

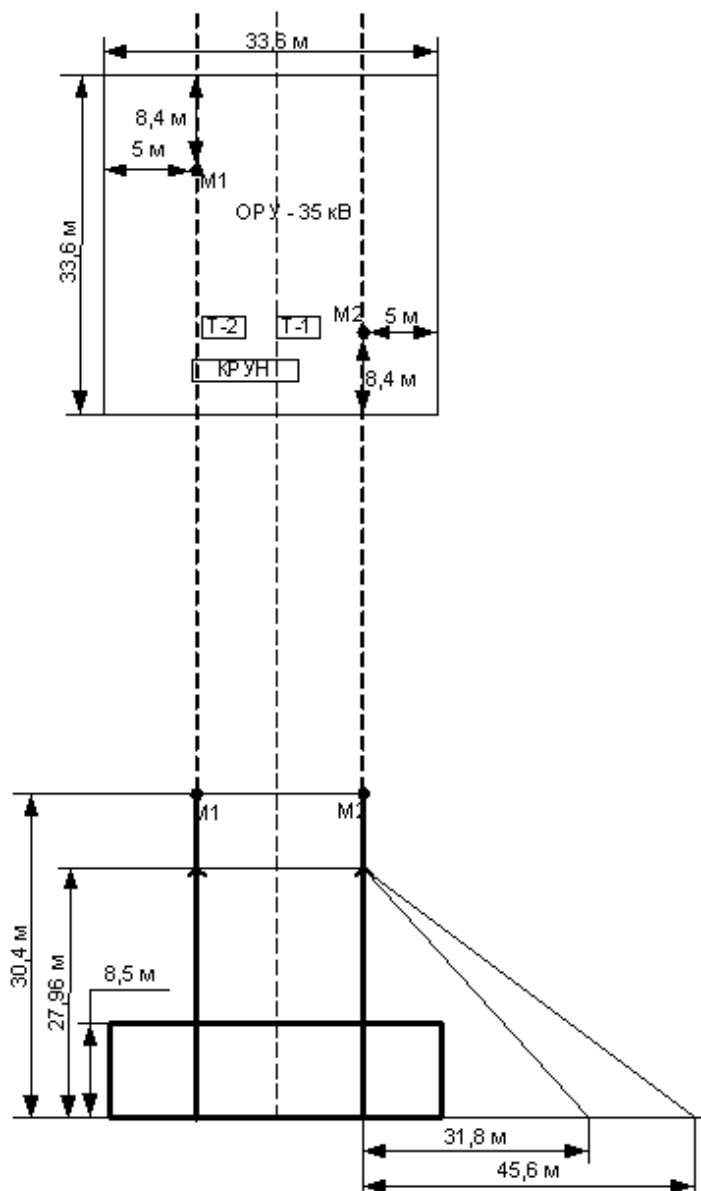


Рисунок 8 – Высота молниеотводов в вертикальной плоскости, схема расположения и зона защиты молниеотводов в горизонтальной плоскости

Выводы к разделу 3

В результате выполнения третьего раздела работы, на основании приведённых данных по травматизму за последние 3 года на предприятии, обслуживающему ПС-35/10 кВ «Жарки», разработан комплекс мероприятий по обеспечению техники безопасности и экологической безопасности. Также проведён расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки», обеспечивающего защиту оборудования подстанции от прямых ударов молнии.

Заключение

В результате выполнения работы проведена реконструкция трансформаторной понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей.

В результате проведенного анализа выявлено, что на понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей необходимо провести реконструкцию схемы электрических соединений в связи с её несоответствием нормативным документам вследствие подключения новых потребителей.

Согласно поставленным заданиям, в работе внедрены следующие практические мероприятия по реконструкции и модернизации трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей:

– произведена установка коммутационных и защитных аппаратов в ОРУ-35 кВ на вводе первого силового трансформатора понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит повысить надёжность и безопасность схемы (за счёт применения разъединителей и выключателей высокого напряжения), а также значительно упростит коммутационные и оперативные переключения в схеме ОРУ-35 кВ рассматриваемой подстанции;

– осуществлена установка коммутационных аппаратов в ремонтной перемычке 35 кВ в ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит повысить надёжность схемы, а также значительно ускорить оперативные переключения в схеме;

– проведена установка дуговой защиты шин в РУ-10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, что позволит сократить аварии на шинах в РУ-10 кВ указанной подстанции и повысит надёжность системы электроснабжения. В результате проведённого анализа для установки в РУ-10 кВ ПС-35/10 кВ «Жарки»

выбрана дуговая релейная защита на фототиристорной основе с использованием микропроцессора *SPAC – 801*;

– осуществлена модернизация электрического освещения ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ. В работе, помимо мероприятий по реконструкции схемы понизительной трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей, также проводится модернизация существующего освещения подстанции (ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ) с установкой новых источников освещения на основе современных светодиодных разработок. В результате проведённых расчётов, для данной цели в ОРУ-35 кВ выбраны 6 светодиодных прожектора типа PHILIPS 911401690204 ДО с мощностью 100 Вт каждый. В ячейках КРУН-10 кВ предусматривается освещение светильниками прожекторного типа для внутренней установки типа Led-Slim-10 10Вт 6500К IP66 220V AC в количестве 24 штуки с типовой КСС – косинусной;

– проведена модернизация электрических аппаратов и проводников, выполненная на основе расчёта электрических нагрузок фидеров и подстанции с учётом подключения новых потребителей (новые потребители «Ферма КРС» - 500 кВт и потребитель «Телятник» - 200 кВт подключаются на две ячейки «резерв» второй секции сборных шин 10 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ «Жарки» Тверских распределительных сетей по радиальной схеме);

– на основании приведённых данных по травматизму за последние 3 года на предприятии, обслуживающему ПС-35/10 кВ «Жарки», разработан комплекс мероприятий по обеспечению техники безопасности и экологической безопасности. Также проведён расчёт молниезащиты ПС-35/10 кВ «Жарки», обеспечивающего защиту оборудования подстанции от прямых ударов молнии.

Внедрённые мероприятия по реконструкции электрической части ПС-35/10 кВ значительно повысят надёжность, эффективность и безопасность на указанной подстанции.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. - М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. – М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
3. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.: Медиа, 2017. 797 с.
4. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 2016. 576 с.
5. Вахнина В. В., Самолина О.В., Черненко А.Н. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: электронное учебно-методическое пособие. – Тольятти [Электронный ресурс] : URL: <https://dspace.tltsu.ru/xmlui/handle/123456789/18603/> (дата обращения: 29.08.2021).
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
7. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. Часть 1, часть 2. – М.: Энергоиздат, 2016. 640 с.
8. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение. – М.: Academia, 2018. 352 с.
10. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2016 г. 184 с.
11. Михайлов Ю.М. Охрана труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство «Альфа-Пресс», 2015. 224 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного

проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. – 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. 608 с.

13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.

15. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп.– М.: Главгосэнергонадзор России, 2018. 692 с.

16. Рогалев Н.Д., Зубкова А.Г., Мастерова И.В. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. – М.: «МЭИ», 2018. 288 с.

17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: ИЦ Академия, 2016. 448 с.

18. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

19. Файбисовч Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

20. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».