

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 распределительной сети г. Когалым для электроснабжения котельной

Обучающийся

Р.В. Закерничный

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалификационная работа состоит из 48 страниц, 15 рисунков, 11 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: распределительная сеть, электрическая сеть, потребитель, электрооборудование, подстанция, надежность, безопасность.

Проведена разработка мероприятий по реконструкции распределительной сети г. Когалым. Выполнен анализ существующей распределительной сети, выявлены ключевые недостатки и проблемы, обосновано проведение реконструкции. Определены актуальные электрические нагрузки подстанции котельной, с учетом которых рассчитаны рабочие и аварийные режимы на участке питания котельной. Выбраны новые кабели современных марок с изоляцией из сшитого полиэтилена, рассчитаны токи короткого замыкания в электрической сети, выбрано новое электрооборудование трансформаторной подстанции на участке питания котельной. Выбрано и предложено к установке новое современное электрооборудование отечественного производства. Проведен расчет емкостных токов однофазного замыкания на землю, по результатам которого выбраны компенсирующие устройства и места их установки.

Содержание работы включает вопросы: анализ существующей распределительной сети, обоснование проведения реконструкции; разработка мероприятий по реконструкции распределительной электрической сети.

Содержание

Введение	4
1 Анализ существующей распределительной сети, обоснование проведения реконструкции.....	7
1.1 Общая характеристика распределительной сети.....	7
1.2 Анализ состояния электрооборудования распределительной сети, обоснование проведения реконструкции	8
2 Разработка мероприятий по реконструкции распределительной электрической сети.....	10
2.1 Определение электрических нагрузок подстанции котельной	10
2.2 Компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов на подстанции котельной.....	12
2.3 Выбор кабелей питающей линии 10 кВ	15
2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	18
2.5 Выбор электрооборудования подстанции котельной	21
2.6 Выбор электрооборудования фидеров 10 кВ.....	34
2.7 Расчет емкостных токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), выбор компенсирующих устройств.....	40
Заключение.....	45
Список используемых источников	47

Введение

Распределительные электрические сети (РЭС) городов являются одной из ключевых составляющих современной энергетики, они обеспечивают бесперебойное и надежное электроснабжение жилых домов, коммерческих объектов и промышленных предприятий. В условиях стремительного роста городского населения и увеличения энергопотребления, развитие и модернизация РЭС становятся приоритетными задачами для городских администраций. Одним из ключевых аспектов работы РЭС является их способность справляться с перегрузками и перепадами напряжения, в условиях увеличения нагрузки на сети, особенно в часы пик, важно обеспечить устойчивость энергоснабжения. Еще одной важной функцией РЭС является обеспечение безопасности и надежности электроснабжения, в условиях высокой плотности застройки и сложной топографии города, необходимо проводить регулярные проверки и обслуживание сетей, чтобы избежать аварий и повреждений. Это включает в себя плановые осмотры и ремонтные работы, а также обучение персонала для предотвращения ошибок и сбоев. Развитие РЭС способствует повышению качества жизни горожан, улучшению экологической обстановки и снижению затрат на электроэнергию.

Действующие РЭС, по мере износа и технологического устаревания электрооборудования (ЭО) нуждаются в реконструкции, так как их дальнейшая эксплуатация в неизменном виде становится недостаточно надежной и безопасной. Высокие внутренние потери мощности и электроэнергии (например, в устаревших силовых трансформаторах подстанций) обуславливают значительные дополнительные финансовые издержки. Устаревшее и изношенное ЭО также требует дополнительные экономические, трудовые и организационные вложения для своего ремонта и обслуживания, часто затруднен поиск запасных частей и расходных материалов к устаревшим снятым с производства маркам ЭО. Износ электрооборудования приводит и к необходимости увеличения

продолжительности и частоты проведения работ по ремонту и обслуживанию, а устаревание электрооборудования приводит к несоответствию его технических характеристик актуальным требованиям (например, по энергоэффективности или быстродействию). В связи с расширением РЭС и увеличением суммарной длины линий, также возрастают емкостные токи однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), которые, в случае недостаточной их компенсации, могут достигать значительных величин, создавая риски аварийных ситуаций, вывода из строя ЭО и перерывы электроснабжения потребителей.

Реконструкция РЭС городов играет важную роль в развитии городской инфраструктуры и «повышении качества электроснабжения потребителей, она направлена на изменение электрических параметров сетей, повышение их пропускной способности, улучшение качества электроэнергии и надежности электроснабжения при минимальных затратах» [10]. Один из ключевых аспектов реконструкции РЭС – применение самонесущих изолированных проводов (СИП) и кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Это современное решение обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации, снижает затраты на монтаж и эксплуатацию линий, а также позволяет использовать гибкие проектные решения для компактного прохождения линий электропередачи по населенной местности. Важным аспектом является реконструкция подстанций, которая предполагает установку энергоэффективных силовых трансформаторов и другого современного оборудования. В целом, реконструкция РЭС способствует повышению качества электроснабжения, снижению аварийности и увеличению надежности работы сетей, что особенно важно для обеспечения устойчивого развития городов и комфорта жизни их жителей.

Актуальность темы работы обусловлена тем, что данная распределительная сеть эксплуатируется уже длительное время, ее электрооборудование критично изношено и технологически устарело. Учащается проведение внеплановых работ по ремонту, обслуживанию и

наладке на различных участках РЭС и подстанциях, с вынужденными перерывами электроснабжения потребителей, что нарушает нормальную работу административно-общественных и культурных зданий, коммерческих объектов и предприятий, а также создает дискомфорт для жителей. В связи с расширением распределительной сети и увеличением суммарной длины линий, также недопустимо увеличились емкостные токи однофазного замыкания на землю, которые, на данный момент достигают опасных для работы электрооборудования и с точки зрения электробезопасности величин, повышены риски аварийных ситуаций, вывода из строя электрооборудования и перерывов электроснабжения потребителей. Ввиду устаревания электрооборудования повышены потери электроэнергии и мощности и снижена общая энергоэффективность РЭС. Совокупность указанных проблем и недостатков действующей РЭС обуславливает актуальность разработки мероприятий по ее реконструкции, с заменой устаревшего и изношенного электрооборудования на современные аналоги.

Цель работы: обеспечение надежной, безопасной и энергоэффективной работы распределительной сети, повышение ее технико-эксплуатационных показателей.

Задачи работы:

- выполнить анализ существующей распределительной сети, обосновать проведение реконструкции;
- определить актуальные электрические нагрузки подстанции котельной, согласно которым рассчитать рабочие и аварийные режимы и выбрать новое электрооборудование на участке питания котельной;
- выбрать новое электрооборудование на питающих фидерах 10 кВ распределительной сети;
- провести расчет емкостных токов однофазного замыкания на землю, выбрать компенсирующие устройства.

1 Анализ существующей распределительной сети, обоснование проведения реконструкции

1.1 Общая характеристика распределительной сети

«Распределительная сеть (РС) 10 кВ играет важную роль в передаче и распределении электроэнергии (ЭЭ) от первичных источников до конечных пользователей, она является частью городских электросетей и состоит из распределительных устройств, трансформаторных подстанций (ТП), кабельных и воздушных линий. Воздушные линии (ВЛ) электропередачи представляют собой специальные конструкции для передачи энергии по проводам на открытом воздухе, они крепятся к опорам, кронштейнам и другим несущим конструкциям с помощью арматуры. Преимущество ВЛ – возможность передавать электроэнергию на расстояние до 20 км и более. Кабельные линии (КЛ) – это линии, по которым передается электроэнергия, они состоят из одного или нескольких кабелей, расположенных параллельно, а также соединительных и концевых муфт и деталей крепежа. Преимущества КЛ – прокладка в земле, что защищает их от повреждений атмосферными явлениями и отсутствие помех для городской среды. Распределительные пункты (РП) используются для распределения поступающей электрической энергии и состоят из секций для отходящих линий, они распределяют электроэнергию в зависимости от выделенной мощности» [10].

Действующая однолинейная схема распределительной сети приведена на листе 1 графической части. Линии распределительной сети питаются от отходящих фидеров 10 кВ подстанции 110/10 кВ. Всего имеется 14 отходящих фидеров 10 кВ, включая два резервных. Линии 10 кВ РС питают трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ и РП 10 кВ. ТП котельной питается от фидеров № 14 и № 16 по двухцепной КЛ длиной 0,805 км, марка кабелей АСБ-3×16. Можно отметить значительную общую протяженность линий РС, обуславливающую большие величины емкостных токов ОЗЗ, которые, в

случае недостаточной их компенсации, могут достигать значительных величин, создавая риски аварийных ситуаций, вывода из строя ЭО и перерывы электроснабжения потребителей. Действующая однолинейная схема ТП 10/0,4 кВ котельной приведена на листе 3 графической части. На подстанции установлено два силовых трансформатора, имеется два независимых ввода 10 кВ и две секционированные автоматическим выключателем секции шин. Можно отметить отсутствие устройств компенсации реактивной мощности (КРМ), что при наличии мощных ее потребителей ухудшает режимы работы электрической сети, увеличивает рабочие токи и потери в силовых трансформаторах и питающей линии.

В ближайшее время планируется проведение реконструкция РС, в рамках которой будет устанавливаться новое оборудование в распределительном устройстве (РУ) 10 кВ питающей подстанции. Также будет полностью реконструирован участок питания котельной, с установкой нового оборудования на питающих фидерах, заменой кабелей КЛ 10 кВ и установкой нового оборудования на ТП 10/0,4 кВ котельной.

Необходимо также обеспечить эффективную компенсацию емкостных токов ОЗЗ, с учетом актуальных на данный момент длин линий.

1.2 Анализ состояния электрооборудования распределительной сети, обоснование проведения реконструкции

Общее состояние электрооборудования РЭС (кроме участка питания котельной), в целом можно считать удовлетворительным, за исключением электромеханической релейной защиты (РЗ) на фидерах 10 кВ. Действующее оборудование РЗ устарело и критично изношено, ввиду чего планируется установка современных микропроцессорных терминалов РЗ, для чего также потребуется установить дополнительные трансформаторы тока (ТТ) на отходящих фидерах. Для защиты от перенапряжений также требуется установить на фидерах ограничители перенапряжений (ОПН).

Состояние электрооборудования участка питания котельной можно охарактеризовать как неудовлетворительное из-за износа и технологического устаревания, эти факторы негативно влияют на надежность и безопасность работы системы питания, увеличивая риск возникновения аварийных ситуаций и сбоев в электроснабжении потребителей. Износ оборудования связан с длительным сроком эксплуатации, который превышает нормативный, в результате произошло ухудшение технических характеристик и снижение эффективности работы оборудования. Новые разработки и инновации могут предложить более эффективные и безопасные решения для обеспечения стабильного электроснабжения. Кроме того, отсутствие своевременного обновления и модернизации оборудования привело к накоплению «узких мест» в системе. Это проявляется в виде недостаточной мощности трансформаторов на ТП котельной, а также в несоответствии требованиям по качеству и надежности электроснабжения. В связи с этим на участке питания котельной необходимо проводить его полную реконструкцию. Это позволит повысить надежность и эффективность работы оборудования, снизить риск возникновения аварийных ситуаций и обеспечить стабильное электроснабжение потребителей. На подстанции котельной все электрооборудование критически изношено и технологически устарело (масляные выключатели, вентильные разрядники, стрелочные измерительные приборы, устаревшие силовые трансформаторы и т.д.). Будет проводиться замена ЭО на современные аналоги, также необходимо обеспечить автоматическую КРМ на шинах 0,4 кВ.

Выводы по разделу 1.

Выполнен анализ действующей распределительной сети, по результатам определены объективные причины для ее реконструкции. Выделены ключевые недостатки действующего оборудования. Проведение реконструкции позволит обеспечить надежную и безопасную работу электрической сети и является обоснованным.

2 Разработка мероприятий по реконструкции распределительной электрической сети

2.1 Определение электрических нагрузок подстанции котельной

Определение электрических нагрузок подстанции – важный этап проектирования и эксплуатации энергетических систем. Для выбора параметров электрооборудования подстанции используется ее максимальная нагрузка.

«Исходными данными для определения нагрузок подстанции (ПС) являются данные часового электропотребления по секциям шин низкого напряжения (НН), согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок ПС» [14]. Данные сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Электрические нагрузки ПС

Время, ч	Нагрузки		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0	383,14	158,48	414,63
2	434,23	179,61	469,91
4	442,74	183,13	479,12
6	536,40	221,87	580,48
8	604,52	250,05	654,19
10	672,63	278,22	727,90
12	689,66	285,27	746,33
14	698,17	288,79	755,54
16	706,69	292,31	764,76
18	851,43	352,18	921,39
20	689,66	285,27	746,33
22	502,34	207,79	543,62
24	383,14	158,48	414,63

Графики часовой нагрузки ПС – на рисунке 1.

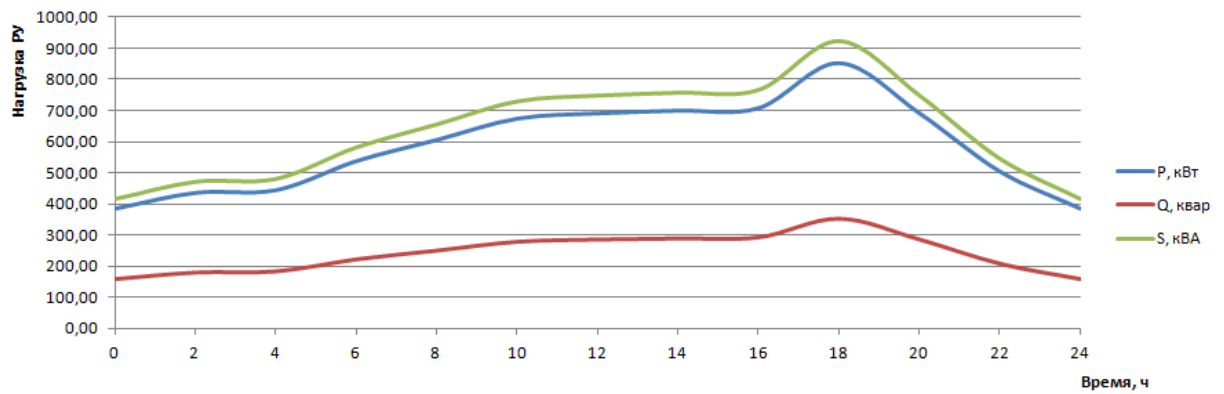


Рисунок 1 – Графики часовой нагрузки ПС

Максимум нагрузки – в 18.00. Итого, расчетные нагрузки:

$P_{max} = 851,43$ кВт; $Q_{max} = 352,18$ квар; $S_{max} = 921,39$ кВА.

«Требуемая мощность силовых трансформаторов:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{max}}{K_{ав} \cdot (n-1)}, \quad (1)$$

где S_{max} – полная нагрузка, кВА;

$K_{ав}$ – допустимая перегрузка;

n – число трансформаторов, шт» [14].

$$S_{н.тр} = \frac{921,39}{1,4 \cdot (2-1)} = 658,136 \text{ кВА.}$$

«Проверка действующих трансформаторов по мощности:

$$S_m = 630 \text{ кВА} \leq 658,136 \text{ кВА.}$$

Трансформаторы действующей ТП имеют недостаточную мощность (и, кроме того, высокую степень износа и устаревшую конструкцию), будут установлены более мощные энергоэффективные трансформаторы» [10].

2.2 Компенсация реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов на подстанции котельной

КРМ является важным аспектом современной энергосистемы, направленным на стабилизацию напряжения и уменьшение потерь в сетях, реактивная мощность возникает в результате индуктивного и емкостного сопротивления в проводниках и требует дополнительных затрат на передачу электроэнергии. Введение КРМ позволяет не только повысить надежность и эффективность работы энергосистемы, но и снизить негативное воздействие на окружающую среду. В России, как и в большинстве стран мира, вопрос КРМ стоит особенно остро, в условиях дефицита мощностей и необходимости повышения энергоэффективности, КРМ становится одним из ключевых инструментов для достижения этих целей, сеть, оснащенная устройствами для КРМ, может работать более стабильно и эффективно, что особенно важно в условиях крупных промышленных и городских центров. Одним из ключевых методов КРМ является использование конденсаторных установок, эти устройства позволяют оперативно изменять емкость сети, компенсируя избыточную реактивную мощность [15]. Современные конденсаторные установки оснащены автоматическими системами управления, что позволяет минимизировать эксплуатационные расходы и повысить надежность работы энергосистемы [7].

Выбираются автоматические установки КРМ (АУКРМ). Действующее значение коэффициента мощности, согласно расчетным нагрузкам ТП, составляет:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p}, \quad (2)$$

$$\cos \varphi = \frac{851,43}{921,39} = 0,905.$$

«КРМ производится до нормативного значения $\cos \varphi = 0,95$. Требуемая мощность компенсирующих устройств (КУ):

$$Q_{\text{к.у.}} = 0,9 \cdot P_p \cdot (tg \varphi - tg \varphi_k), \quad (3)$$

где P_p – активная нагрузка, кВт;

$tg \varphi$ – тангенс угла φ до КРМ;

$tg \varphi_k$ – нормативный $tg \varphi$, соответствует $\cos \varphi = 0,95$ » [5].

$$Q_{\text{к.у.}} = 0,9 \cdot 851,43 \cdot (0,414 - 0,33) = 64,09 \text{ квар.}$$

Будут установлены две АУРКМ-0,4-32,5 мощностью по 32,5 квар, по одной на секцию шин 0,4 кВ ТП. Внешний вид АУКРМ – на рисунке 2.



Рисунок 2 – Установка АУКРМ

Так как мощность действующих трансформаторов ТМ-630 недостаточна, будут установлены трансформаторы ТМГ12-1000 современной энергоэффективной конструкции, проверка по мощности:

$$S_m = 1000 \text{ кВА} \geq 658,136 \text{ кВА.}$$

«Мощность выбранных трансформаторов существенно больше требуемой минимальной мощности. Следовательно, новые трансформаторы не будут перегружены, и будет существенный резерв по мощности» [10].

Внешний вид ТМГ12-1000 – на рисунке 3.



Рисунок 3 – Трансформатор ТМГ12-1000

Энергоэффективные трансформаторы ТМГ12 – инновационный продукт Минского электротехнического завода имени В. И. Козлова, они разработаны с учетом рекомендаций Европейского комитета по электротехнике (CENELEC) и обеспечивают минимальный уровень потерь холостого хода и короткого замыкания. Применение данных трансформаторов позволяет существенно снизить потери электроэнергии в распределительных сетях, особенно в промышленных сетях. Использование данных трансформаторов также способствует обеспечению качественного электроснабжения потребителей и снижению вероятности возникновения пожаров. Они

особенно эффективны на небольших участках и предприятиях, где рационально использовать устройства мощностью до 2500 кВА. Стоимость трансформаторов ТМГ12 несколько выше, чем у аналогичных моделей, однако их энергоэффективность и долговечность оправдывают дополнительные затраты. Инвестиции в трансформаторы ТМГ12 начинают приносить дивиденды уже через 1–3 года эксплуатации, а срок службы составляет не менее 25 лет.

2.3 Выбор кабелей питающей линии 10 кВ

Питающая КЛ 10 кВ до котельной рассчитывается с учетом новых силовых трансформаторов ТП.

Приближенные потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p, \quad (4)$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 898,557 = 17,971 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p, \quad (5)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 898,557 = 89,856 \text{ квар}.$$

Полная нагрузка с учетом потерь в ТП, по (3):

$$S'_p = \sqrt{(851,430 + 17,971)^2 + (287,180 + 89,856)^2} = 947,636 \text{ кВА}.$$

«Рабочий ток КЛ 10 кВ:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (6)$$

где S'_p – расчетная нагрузка на вводе 10 кВ ТП, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей, шт.

$$I_p = \frac{947,6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 27,4 \text{ А.}$$

Экономическое сечение жилы кабеля:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (7)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² [10].

$$F_{\text{эк}} = \frac{27,4}{1,4} = 19,5 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель АПвП-3×16 мм².

Ток аварийного режима, по (6):

$$I_{\text{ав}} = \frac{947,6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 54,7 \text{ А.}$$

«Допустимый ток кабеля с учетом условий прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{нов}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{пон}}, \quad (8)$$

где $I_{\text{доп}}$ – паспортный допустимый ток кабеля, А;

$K_{\text{нов}}$, $K_{\text{ср}}$, $K_{\text{пон}}$ – коэффициенты, учитывающие недогруженность

КЛ, среду и групповую прокладку.

$$I'_{\text{доп}} = 75 \cdot 1,25 \cdot 1,08 \cdot 0,93 = 94,163 \text{ А} > I_{\text{ав}}.$$

Потери напряжения в КЛ:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (9)$$

где I_p – максимальный расчетный ток КЛ, А;

L – длина КЛ, км;

r_0, x_0 – удельные сопротивления кабеля, Ом/км» [11].

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,7 \cdot 0,805 \cdot 100}{10} (1,94 \cdot 0,91 + 0,102 \cdot 0,415) = 0,63 \% < 5 \%$$

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) представляют собой одну из самых современных и перспективных технологий в области передачи электроэнергии, они обладают рядом уникальных преимуществ, которые делают их особенно привлекательными для использования в различных энергетических проектах. Кабели со СПЭ-изоляцией обладают высокой пропускной способностью, они способны передавать большие токи без значительных потерь энергии, что особенно важно в условиях высокой нагрузки и необходимости передачи электроэнергии на большие расстояния. Это позволяет строить более надежные и эффективные энергосистемы, снижая затраты на эксплуатацию и обслуживание. СПЭ-изоляция обеспечивает высокую надежность и долговечность кабелей, полиэтиленовая оболочка устойчива к химическим воздействиям, ультрафиолетовому излучению и механическим повреждениям, что значительно увеличивает срок службы кабеля. Это особенно важно в условиях неблагоприятных климатических условий, таких как высокая температура или агрессивная среда. Наконец, данные кабели экологически безопасны, это делает их привлекательными для использования в проектах, связанных с устойчивым развитием и охраной окружающей среды.

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Схема замещения для расчета токов КЗ показана на рисунке 4.

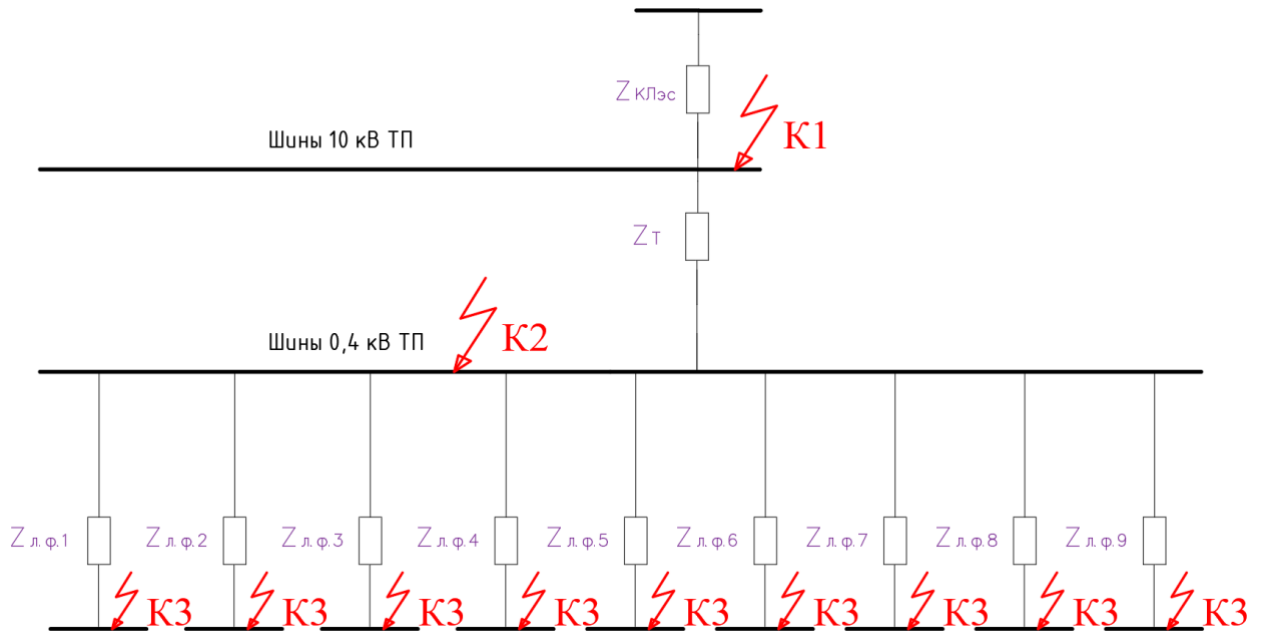


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

«Полное сопротивление цепи:

$$z = \sqrt{\left(\sum r\right)^2 + \left(\sum x\right)^2}, \quad (10)$$

где $\sum r$, $\sum x$ – активное и индуктивное сопротивления элементов, мОм.

Периодические составляющие токов КЗ:

$$I'' = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad (11)$$

где U – напряжение КЗ, кВ.

Ударные токи КЗ:

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}, \quad (12)$$

где κ_y – ударный коэффициент» [16].

Пример для расчета токов КЗ на вводе потребителя №1 (точка КЗ, фидер 1).

«Активное сопротивление трансформатора ТП:

$$R_m = \frac{\Delta P_\kappa \cdot U_H^2}{S_{HT}^2}, \quad (13)$$

где ΔP_κ – потери КЗ, кВт;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$R_m = \frac{10500 \cdot 10,5^2}{1000^2} = 1,158 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_m = \frac{U_\kappa \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}}, \quad (14)$$

где U_κ – напряжение КЗ, %.

$$Z_m = \frac{5,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 1,0} = 6,064 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}, \quad (15)$$

$$X_m = \sqrt{6,064^2 - 1,158^2} = 5,952 \text{ Ом.}$$

Сопротивления КЛ-10 кВ:

$$R_{КЛЭс} = r_0 \cdot l, \quad (16)$$

$$X_{КЛЭс} = x_0 \cdot l, \quad (17)$$

где r_0 , x_0 – удельные сопротивления кабеля, мОм/м;

l – длина КЛ, м» [2].

$$R_{КЛЭс} = 1,94 \cdot 805 = 1561,70 \text{ мОм,}$$

$$X_{КЛЭс} = 0,083 \cdot 805 = 76,84 \text{ мОм.}$$

Сопротивления цепи КЗ:

$$\Sigma r = R_{КЛЭс} + R_m + R_{кл0,4}, \quad (18)$$

$$\Sigma r = 1561,7 + 1158 + 60,96 = 2780,3 \text{ мОм,}$$

$$\Sigma x = X_{КЛЭс} + X_m + X_{кл0,4}, \quad (19)$$

$$\Sigma x = 76,84 + 5952 + 15,2 = 6044,2 \text{ мОм,}$$

$$z = \sqrt{2780,3^2 + 6044,2^2} = 6653,0 \text{ мОм.}$$

Периодическая слагающая тока КЗ и ударный ток КЗ, по (11,12):

$$I'' = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6653} = 0,9112 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$I_y = 0,9112 \cdot \sqrt{1 + 2(1,3 - 1)^2} = 0,9898 \text{ кА}.$$

В таблицу 2 сведены результаты расчетов токов КЗ.

Таблица 2 – Расчет токов КЗ

место КЗ (в конце линии для фидеров)	I", кА	I _y , кА
фидер 1	0,9112	0,9898
фидер 2	0,9127	0,9915
фидер 3	0,9092	0,9876
фидер 4	0,9025	0,9804
фидер 5	0,9041	0,9821
фидер 6	0,8955	0,9727
фидер 7	0,8877	0,9642
фидер 8	0,8977	0,9751
фидер 9	0,9004	0,9781
РУ 0,4 кВ ТП	0,9166	0,9957
РУ 10 кВ ТП	3,8772	5,8545

Новое ЭО подстанции выбирается с учетом полученных значений токов КЗ.

2.5 Выбор электрооборудования подстанции котельной

Выбор выключателей нагрузки (ВН).

«Высоковольтные выключатели нагрузки – это ключевые элементы в системах электроснабжения, предназначенные для управления и защиты электрических цепей, работающих на высоких напряжениях, они играют важную роль в обеспечении надежности и безопасности работы энергетических систем, а также в поддержании стабильности электросетей»

[20]. ВН предназначены для разрыва и замыкания электрических цепей при напряжениях, превышающих 1 кВ, их основное назначение заключается в управлении потоками электрической энергии, а также в защите оборудования и линий электропередачи от перегрузок и коротких замыканий. Эти устройства обеспечивают возможность безопасного отключения и включения электрических цепей, что особенно важно в условиях высоких напряжений. Высоковольтные ВН обладают рядом преимуществ. Во-первых, они обеспечивают высокий уровень безопасности, предотвращая аварийные ситуации и повреждения оборудования. Во-вторых, они позволяют эффективно управлять потоками электроэнергии, что особенно важно в условиях растущего потребления энергии. В-третьих, современные технологии позволяют создавать выключатели с минимальной стоимостью и высокой надежностью.

«ВН проверяются на термическую стойкость:

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k, \quad (20)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время проверки, с;

B_k – тепловой импульс КЗ, кА²·с.

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (21)$$

где T_a – постоянная затухания апериодической составляющей, с.

$t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \quad (22)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{откл.В}$ – время отключения выключателя на фидере, с» [9].

Устанавливаются выключатели нагрузки ВНРп-10/400-10з.

Время отключения и тепловой импульс КЗ, по (21,22):

$$t_{откл} = 0,03 + 0,015 = 0,045 \text{ с},$$

$$B_k = 3,877^2 \cdot (0,045 + 0,05) = 1,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверка ВН – в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка ВН

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
U _{уст} , кВ	10	10
I _{max p} , А	80,83	400
В _к , кА ² ·с	1,43	1200

ВН проходят проверку по всем параметрам.

Внешний вид ВНРп-10/400-10з – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Выключатель нагрузки ВНРп-10/400-10з

Выбираются разъединители РВЗ-10/400, проверка – в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
U _{уст} , кВ	10	10
I _{max p} , А	80,83	400
I _{пт} , кА	3,877	16
I _{уд} , кА	5,854	40
В _к , кА ² ·с	1,43	768

Внешний вид РВЗ-10/400 – на рисунке 6.

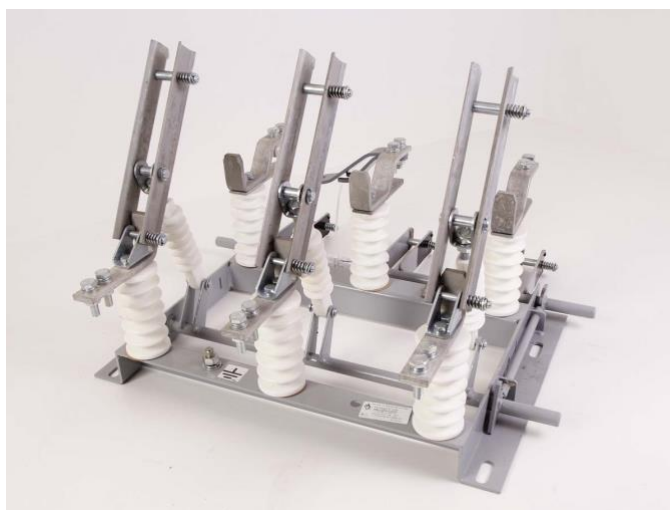


Рисунок 6 – Разъединитель РВЗ-10/400

«Выбор предохранителей.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{н.тр.} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ А}, \quad (23)$$

где S_n – номинальная мощность, кВА;

U_n – напряжение ВН, кВ.

$$I_{н.тр.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки, с учетом отстройки от бросков тока намагничивания:

$$I_{н.пл.вст.} \approx 2 \cdot I_{н.тр.}, \quad (24)$$

$$I_{н.пл.вст.} \approx 2 \cdot 57,74 = 115,48 \text{ А.}$$

Выбираются предохранители ПКТ 103-10-125-31,5-У3.

Проверка по току КЗ:

$$31,5 > 3,877 \text{ кА.}$$

Выбранные предохранители подходят» [4].

Внешний вид ПКТ 103-10-125-31,5 – на рисунке 7.



Рисунок 7 – Предохранитель ПКТ 103-10-125-31,5

Перенапряжения в электрических сетях представляют собой значительную угрозу для энергосистемы, вызывая перегрев проводников, повреждение изоляции и даже короткое замыкание, для предотвращения этих негативных последствий используются ограничители перенапряжений (ОПН), которые являются ключевым элементом защиты. «ОПН – это современные аппараты, пришедшие на смену вентильным разрядникам, предназначенные для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях переменного тока промышленной частоты. ОПН состоят из легированного металла и работают на основе варисторов, сопротивление которых нелинейно зависит от приложенного напряжения» [9]. Преимущества ограничителей перенапряжений включают высокую скорость срабатывания, отсутствие искровых промежутков, устойчивость вольтамперной характеристики варисторов и простоту обслуживания, ОПН могут использоваться в высоковольтных сетях, сетях среднего и низкого напряжения. «В отличие от вентильных разрядников, ограничители перенапряжений не требуют обслуживания и контроля параметров в течение всего срока службы» [9]. Конструкция представляет собой высоконелинейное сопротивление (варистор), заключенное в прочный герметизированный полимерный или фарфоровый корпус.

Для защиты от перенапряжений устанавливаются ОПН-10/12,5-10/400, проверка сведена в таблицу 5.

Таблица 5 – Проверка ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 5,854 \text{ кА}$

Внешний вид ОПН – на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид ОПН

Для установки нового оборудования выбираются камеры КСО 207 «Новация» на номинальный ток 400 А, внешний вид – на рисунке 9.



Рисунок 9 – Камера КСО 207

«Условия выбора автоматических выключателей (АВ):

– по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_c, \text{ В.} \quad (25)$$

– по отстройке уставки теплового расцепителя от тока нагрузки» [1]:

$$I_{т.р.} > 1,1 \cdot I_p, \text{ А.} \quad (26)$$

Пример выбора АВ на вводах РУ 0,4 кВ. Выбирается АВ марки Электрон Э16 на номинальный ток 1600 А:

$$U_{ном} = 400 \geq 400 \text{ В,}$$

$$1,1 \cdot 1443,4 = 1587,76 \text{ А,}$$

$$I_{т.р.} = 1600 > 1587,76 \text{ А.}$$

Выбор всех АВ аналогичен, результаты – в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор автоматических выключателей

Место установки	$1,1 \cdot I_p, \text{ А}$	Авт. выключатель	$I_{ном}, \text{ А}$
Ввод, секц. перем. РУ 0,4 кВ	1587,76	Электрон Э16	1600
фидер 1	225,94	ВА-52-39	250
фидер 2	222,97		
фидер 3	181,28		
фидер 4	180,07		
фидер 5	138,16		160
фидер 6	99,22	ВА-51-35	100
фидер 7	78,76		80
фидер 8	141,79	ВА-52-39	160
фидер 9	182,27		250

Внешний вид АВ показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид автоматических выключателей

Трансформаторы тока (ТТ) – это устройства, используемые для измерения электрического тока в электрических системах, они основаны на принципе электромагнитной индукции и состоят из первичной и вторичной обмоток. ТТ обеспечивают гальваническую изоляцию между измеряемой цепью и измерительным прибором, что делает их безопасными для использования. Работа трансформаторов тока основана на законе электромагнитной индукции, который гласит, что при изменении магнитного потока через контур индуцируется электродвижущая сила (ЭДС), при прохождении тока через первичную обмотку создается магнитный поток, который индуцирует ЭДС во вторичной обмотке, величина этой ЭДС пропорциональна силе тока в первичной обмотке. ТТ используются в различных областях электротехники, включая энергетические системы, автоматизированные системы управления и защиты, а также в измерительных приборах, они обеспечивают точность и стабильность измерений, а также защищают измерительные приборы от перегрузок и коротких замыканий. Существует несколько типов ТТ, различающихся по конструкции и

применению, например, измерительные ТТ применяются для передачи сигналов от датчиков тока к измерительным приборам.

Выбираются ТТ марки ТШЛ-0,66.

«Условия выбора:

- по напряжению: $U_{н.анн} \geq U_{н.уст.}$;
- по току: $I_{1н} \geq I_{раб.мах.}$;
- проверка на термическую стойкость:

$$(K_m \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_{\kappa}, \quad (27)$$

где K_m – кратность термической стойкости;

$I_{1н}$ – первичный ток ТТ, кА.

- проверка на динамическую стойкость: $i_{дин.} \geq i_y$.

$$i_{дин.} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (28)$$

где $K_{эд}$ – кратность динамической стойкости» [3].

На вводах 0,4 кВ ТП выбираются ТШЛ-0,66-1600/5, проводится проверка по всем условиям:

$$\begin{aligned} U_{н.анн} &= 0,66 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 0,4 \text{ кВ}, \\ I_{1н} &= 1600 \text{ А} > I_{раб.мах.} = 1587,76 \text{ А}, \\ (60 \cdot 1,6)^2 \cdot 3 &= 27,648 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 2,523 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ 210 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,6 &= 475,104 \text{ кА} > 0,996 \text{ кА}. \end{aligned}$$

ТТ подходит, выбор ТТ – в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор трансформаторов тока

Место установки	Ток перв. обм. ТТ, А	Кратн. эд. стойк. Кэд	Кратн. терм. стойк. Кт
Ввод, секц. перем. РУНН	1600	210	60
фидер 1	250	180	55
фидер 2			
фидер 3	200		
фидер 4			
фидер 5	150		
фидер 6	100	155	45
фидер 7	75		
фидер 8	150	180	55
фидер 9	200		

ТТ проходят проверку по всем параметрам.

Внешний вид ТТ – на рисунке 11.



Рисунок 11 – Трансформаторы тока

«Так как в составе нагрузок ТП имеются потребители 1 категории, то согласно ПУЭ на шинах 0,4 кВ необходим АВР.

Для обеспечения АВР выбирается микропроцессорный терминал Сириус-АВР, внешний вид – на рисунке 12.



Рисунок 12 – Терминал Сириус-АВР

Упрощенная схема АВР – на рисунке 13.

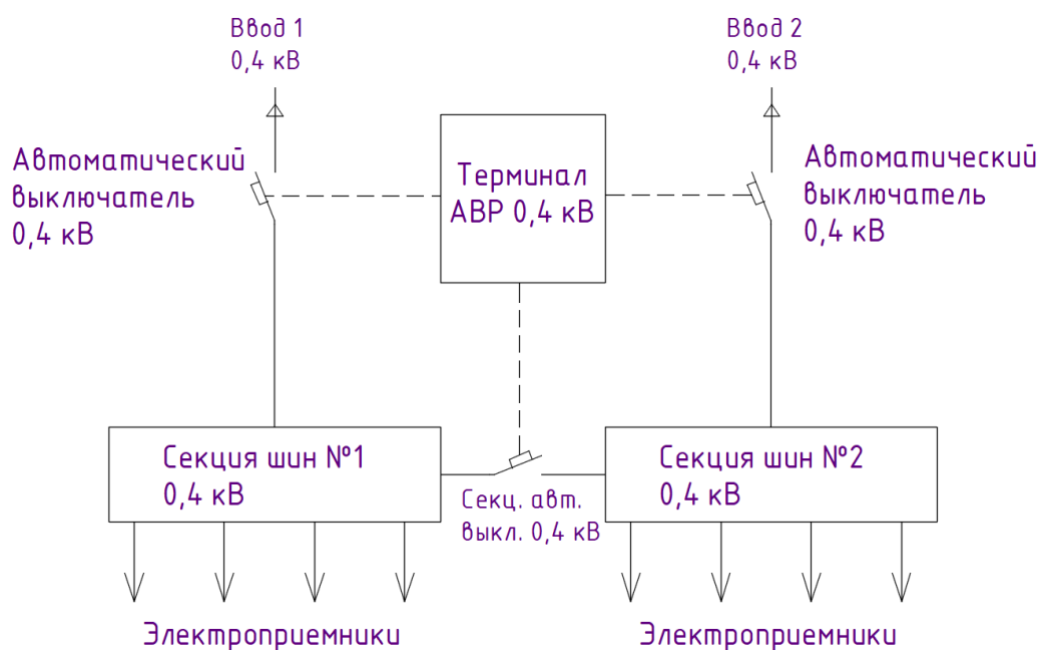


Рисунок 13 – Упрощенная схема АВР

Расчет уставок АВР.

Уставка минимального напряжения:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (29)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, В.

$$U_{C.P0,4} = 0,7 \cdot 380 = 266 \text{ В.}$$

Уставка реле контроля уровня минимального напряжения на резервном вводе:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \quad (30)$$

$$U_{C.P0,4} = (0,6 \div 0,65) \cdot 380 = 228 \div 247 \text{ В.}$$

Уставка реле времени:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (31)$$

где t_1 – время срабатывания АВ при КЗ, с;

Δt – ступень селективности, с» [6].

$$t_{C.P.ABP} = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ с.}$$

«Вместо аналоговых стрелочных измерительных приборов принимаются к установке многофункциональные измерительные приборы (МИП) sm-963e, обеспечивающие передачу данных (напряжения, токи, мощности и т.д.) по интерфейсу RS-485 в общую цифровую сеть энергосистемы» [14].

Внешний вид прибора sm-963e – на рисунке 14.



Рисунок 14 – Измерительный прибор sm-963e

Новое современное оборудование ТП обеспечит ее надежную и безопасную работу.

2.6 Выбор электрооборудования фидеров 10 кВ

«Высоковольтные выключатели (ВВ) – это электрические аппараты, работающие при напряжениях свыше 1 кВ, предназначенные для включения и выключения электроустановок и устройств высокого напряжения в нормальных режимах, а также для автоматического отключения электрических цепей при токах перегрузки и короткого замыкания. Основные элементы ВВ: контактные системы, дугогасительные устройства, приводы и изоляционные конструкции, параметры выключателей включают номинальное напряжение, номинальный ток и ток отключения. ВВ классифицируются по методу гашения электрической дуги, виду изоляции и конструктивному исполнению. Существуют вакуумные, электромагнитные и воздушные выключатели. Вакуумные выключатели характеризуются высокой

скоростью восстановления электрической прочности межконтактного промежутка и используются в сетях напряжением 3–35 кВ при частых отключениях нагрузки. Масляные выключатели используют минеральное масло для гашения электрической дуги, они применяются в сетях напряжением до 220 кВ. ВВ должны обеспечивать многократную коммутацию токоведущих цепей и отключение поврежденного участка сети при возникновении КЗ» [20].

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (32)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}, \quad (33)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{\kappa}, \text{ кА}, \quad (34)$$

где $I_{ном.откл}$ – ток отключения, кА;

I_{κ} – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (35)$$

где $i_{пр.с}$ – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 t_m \geq B_{\kappa}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (36)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_{κ} – тепловой импульс, кА²·с.

$$B_{\kappa} = I_{\kappa}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (37)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (38)$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$ – время отключения выключателя, с» [20].

Выбираются выключатели ВВ/TEL-10/630, проверка в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{ном}, \text{А}$	630	80,83
$I_{н.откл.}, \text{кА}$	40	3,877
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	5,854
$i_{дин}, \text{кА}$	100	1,43

Внешний вид выключателя – на рисунке 15.



Рисунок 15 – Выключатель ВВ/TEL-10

«Замена масляных выключателей на вакуумные значительно повысит надежность электроснабжения потребителей, повысит безопасность эксплуатации РУ, снизит технико-эксплуатационные расходы на ремонт и обслуживание» [12].

Для защиты от перенапряжений устанавливаются ОПН-10/12,5-10/400, проверка сведена в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 5,854 \text{ кА}$

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М-.

«Условия выбора ТТ (по номинальному напряжению, первичному току, сопротивлению вторичной нагрузки):

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}, \quad (39)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.макс.}, \quad (40)$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}. \quad (41)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (42)$$

где $\kappa_{тер.}$ – кратность стойкости;

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (43)$$

где $\kappa_{эд}$ – кратность стойкости» [18].

Проверка выбранных ТТ:

$$U_{н.апт.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 100 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 80,83 \text{ А},$$

$$(310 \cdot 0,1)^2 \cdot 3 = 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$400 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,1 = 56,56 \text{ кА} > 5,854 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (44)$$

где $Z_{приб.}$, $Z_{пров.}$, $Z_{конт.}$ – сопротивление приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (45)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{пров.}$ – сечение, мм².

$$Z_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{н.приб}^2}, \quad (46)$$

где $S_{приб.}$, $I_{н.приб}$ – мощность, В·А, и рабочий ток приборов, А» [14].

$$S_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10% [19].

Релейная защита фидеров и отходящих линий будет обеспечиваться микропроцессорными терминалами марки Сириус-2МЛ-02.

Микропроцессорные релейные защиты (МПРЗ) представляют собой современную систему защиты, которая использует микропроцессоры для мониторинга и управления электрическими сетями, эти системы обладают рядом преимуществ, которые делают их более эффективными и надежными по сравнению с традиционными методами защиты. МПРЗ обладают высокой точностью и скоростью, микропроцессоры способны обрабатывать большие объемы данных в реальном времени, что позволяет оперативно выявлять и устранять аварийные ситуации. Это значительно снижает риск повреждения оборудования и предотвращает крупные аварии, которые могут привести к значительным экономическим потерям и даже к экологическим катастрофам. Микропроцессорные терминалы позволяют проводить более точный анализ и диагностику состояния оборудования, они могут идентифицировать даже малейшие изменения в параметрах сети, что позволяет своевременно выявлять изношенные элементы и проводить их замену до возникновения аварийных ситуаций, это значительно увеличивает срок службы оборудования и снижает затраты на его обслуживание и ремонт. Также МПРЗ обеспечивают высокую степень интеграции с другими системами управления и мониторинга.

Далее выбираются устройства для компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю.

2.7 Расчет емкостных токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), выбор компенсирующих устройств

В связи с расширением распределительной сети и увеличением суммарной длины линий, также недопустимо увеличились емкостные токи однофазного замыкания на землю, которые, на данный момент достигают опасных для работы электрооборудования и с точки зрения электробезопасности величин, повышены риски аварийных ситуаций, вывода из строя электрооборудования и перерывов электроснабжения потребителей.

Необходимо рассчитать суммарные емкостные токи ОЗЗ в сети и выбрать устройства для их компенсации.

«Емкостный ток ОЗЗ для электрической сети:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi / \sqrt{3} \cdot 10^{-6}, \quad (47)$$

где ω – угловая частота напряжения, с^{-1} ;

C_ϕ – емкость фазы сети, мкФ;

U_ϕ – фазное напряжение, В.

$$C_\phi = \sum C_{\phi.\text{ЛЭП}}, \quad (48)$$

где $C_{\phi.\text{ЛЭП}}$ – емкость фазы входящих в сеть ЛЭП, мкФ.

$$C_{\phi.\text{ЛЭП}} = C_{\phi.\text{пог}} \cdot L, \quad (49)$$

где $C_{\phi.\text{пог}}$ – удельная погонная емкость ЛЭП, мкФ/км;

L – длина ЛЭП, км» [17].

Пример расчета емкости фазы сети для КЛ, отходящей от ячейки 14 секции шин (СШ) 1 на фидере к котельной:

$$C_{ф.ЛЭП} = 0,1878 \cdot 0,805 = 0,151 \text{ мкф}$$

Для остальных ЛЭП секции шин 1 расчеты сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет емкости фазы сети секции шин 1

Фидер, № ячейки	Марка кабеля/провода	L, км	C _{ф.пог} , мкФ/км	C _{ф.ЛЭП} , мкФ
14	АПвП 3×16	0,805	0,1878	0,151
12	АСБ 3×240	1,35	0,6844	0,924
40	АСБ 3×240	2,2	0,6844	1,506
40	АСБ 3×240	1,6	0,6844	1,095
3	ААШв 3×240	0,06	0,6844	0,041
3	А-95	0,5	0,0104	0,005
3	АСБ 3×240	0,63	0,6844	0,431
3	А-70	0,4	0,0101	0,004
3	2хАСБ 3×240	0,25	1,3688	0,342
1	ААШв 3×240	0,9	0,6844	0,616
1	ААШв 3×240	0,3	0,6844	0,205
Итого				5,321

Для остальных ЛЭП секции шин 2 расчеты сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет емкости фазы сети секции шин 2

Фидер, № ячейки	Марка кабеля/провода	L, км	C _{ф.пог} , мкФ/км	C _{ф.ЛЭП} , мкФ
16	АПвП 3×16	0,805	0,1878	0,151
13	АСБ 3×240	1,5	0,6844	1,027
4	АСБ 3×240	0,3	0,6844	0,205
4	АСБ 3×185	0,35	0,0095	0,003

Продолжение таблицы 11

Фидер, № ячейки	Марка кабеля/провода	L, км	C _{ф.пог} , мкФ/км	C _{ф.лэп} , мкФ
15	АСБ 3×240	2,8	0,6844	1,916
6	АСБ 3×240	1,3	0,6844	0,890
6	A-95	0,28	0,0104	0,003
6	A-50	1,1	0,0098	0,011
6	АСБ 3×50	0,1	0,3724	0,037
6	A-50	0,4	0,0098	0,004
6	АСБ 3×240	1,9	0,6844	1,300
10	АСБ 3×240	2,6	0,6844	1,779
10	АСБ 3×240	2,4	0,6844	1,643
10	A-70	0,04	0,0101	0,000
10	АСБ 3×240	0,5	0,6844	0,342
10	A-70	2,5	0,0101	0,025
10	ААБ 3×70	0,15	0,4297	0,064
Итого				9,402

Для СШ 1, емкостный ток ОЗЗ, по (47):

$$I_C = 3 \cdot 314 \cdot 5,321 \cdot 10,5 / \sqrt{3} \cdot 10^{-6} = 30,4 \text{ А}$$

Для СШ 2:

$$I_C = 3 \cdot 314 \cdot 9,402 \cdot 10,5 / \sqrt{3} \cdot 10^{-6} = 53,7 \text{ А}$$

Расчетные емкостные токи ОЗЗ значительно превышают допустимый согласно ПУЭ безопасный предел 20 А, компенсация необходима [13].

«Компенсация емкостных токов ОЗЗ будет обеспечиваться дугогасящими реакторами (ДГР) на шинах 10 кВ питающей подстанции.

Требуемая на данный момент минимальная мощность ДГР:

$$Q_{\kappa} = I_C \cdot \frac{U_C}{\sqrt{3}}, \quad (50)$$

Требуемая минимальная мощность ДГР с учетом необходимого запаса 25 % на перспективу» [9]:

$$Q_{\kappa.зан} = 1,25 \cdot Q_{\kappa}, \quad (51)$$

Для СШ 1, требуемые минимальные мощности ДГР, по (50,51):

$$Q_{\kappa} = 30,4 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 184 \text{ кВА},$$
$$Q_{\kappa.зан} = 1,25 \cdot 184 = 230 \text{ кВА}.$$

Для СШ 2, по (50,51):

$$Q_{\kappa} = 53,7 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 326 \text{ кВА},$$
$$Q_{\kappa.зан} = 1,25 \cdot 326 = 407 \text{ кВА}.$$

На данный момент на СШ 1 и СШ 2 уже установлено по одному ДГР марки РЗДСОМ-190/10, дефицит мощности ДГР составляет, соответственно:

$$Q_{\kappa.деф} = 230 - 190 = 40 \text{ кВА},$$
$$Q_{\kappa.деф} = 407 - 190 = 217 \text{ кВА}.$$

Предлагается установить на СШ 1 дополнительный регулируемый ДГР марки РЗДСОМ-190/10 максимальной мощностью 190 кВА и на СШ 2 дополнительный регулируемый ДГР марки ЗРОМ-300/10 максимальной мощностью 300 кВА. Это позволит с запасом покрыть дефицит компенсации емкостных токов ОЗЗ и обеспечить дальнейшее безопасное расширение РЭС.

«Дугогасящий реактор – это электрический аппарат, предназначенный для компенсации емкостных токов в электрических сетях с изолированной нейтралью, возникающих при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ), он применяется для заземления нейтрали трехфазных сетей 6, 10, 35 кВ» [9]. Во время ОЗЗ реактор компенсирует емкостный ток, создавая индуктивную проводимость, равную емкостной проводимости сети. Благодаря этому активная часть тока уменьшается, что предотвращает возникновение электрической дуги и шагового напряжения, это позволяет сохранить токоведущие цепи неповрежденными и обеспечить непрерывное электроснабжение потребителей. Современные реакторы оснащены цифровыми системами управления, позволяющими автоматически настраивать индуктивность реактора в зависимости от изменений емкости сети. Применение ДГР обеспечивает надежную работу электрических сетей с изолированной нейтралью при ОЗЗ, позволяя персоналу иметь достаточно времени для поиска и устранения повреждений изоляции [8].

Выводы по разделу 2.

По результатам анализа существующей распределительной сети и с учетом выявленных недостатков выполнена разработка мероприятий по реконструкции. Определены актуальные электрические нагрузки подстанции котельной, с учетом которых рассчитаны рабочие и аварийные режимы и выбрано новое оборудование на участке питания котельной. Выбрано новое электрооборудование для установки на фидерах 10 кВ питающей подстанции. Выполнен расчет емкостных токов однофазного замыкания на землю, проведен выбор компенсирующих устройств и мест их установки.

Заключение

Выполнен анализ действующей распределительной сети, по результатам определены объективные причины для ее реконструкции. Выделены ключевые недостатки действующего оборудования. Общее состояние электрооборудования РЭС (кроме участка питания котельной), в целом можно считать удовлетворительным, за исключением электромеханической релейной защиты на фидерах 10 кВ. Действующее оборудование РЗ устарело и критично изношено, ввиду чего планируется установка современных микропроцессорных терминалов РЗ, для чего также потребуются установить дополнительные трансформаторы тока на отходящих фидерах. Для защиты от перенапряжений также требуется установить на фидерах ОПН. Состояние электрооборудования участка питания котельной можно охарактеризовать как неудовлетворительное из-за износа и технологического устаревания, эти факторы негативно влияют на надежность и безопасность работы системы питания, увеличивая риск возникновения аварийных ситуаций и сбоев в электроснабжении потребителей. Износ оборудования связан с длительным сроком эксплуатации, который превышает нормативный, в результате произошло ухудшение технических характеристик и снижение эффективности работы оборудования. Новые разработки и инновации могут предложить более эффективные и безопасные решения для обеспечения стабильного электроснабжения. В связи с этим на участке питания котельной необходимо проводить его полную реконструкцию. Это позволит повысить надежность и эффективность работы оборудования, снизить риск возникновения аварийных ситуаций и обеспечить стабильное электроснабжение потребителей. На подстанции котельной все электрооборудование критически изношено и технологически устарело (масляные выключатели, вентильные разрядники, стрелочные измерительные приборы, устаревшие силовые трансформаторы и т.д.). Будет проводиться замена ЭО на современные аналоги, также будет обеспечена автоматическая КРМ на шинах 0,4 кВ. Определены актуальные

электрические нагрузки подстанции котельной, с учетом которых рассчитаны рабочие и аварийные режимы и выбрано новое оборудование на участке питания котельной. Будут установлены две АУРКМ-0,4-32,5 мощностью по 32,5 квар, по одной на каждую секцию шин 0,4 кВ ТП котельной, будут установлены трансформаторы ТМГ12-1000 современной энергоэффективной конструкции. Использование данных трансформаторов также способствует обеспечению качественного электроснабжения потребителей и снижению вероятности возникновения пожаров. На участке питания котельной принимаются современные кабели АПвП-3×16 мм², их СПЭ-изоляция обеспечивает высокую надежность и долговечность кабелей, полиэтиленовая оболочка устойчива к химическим воздействиям, ультрафиолетовому излучению и механическим повреждениям, что значительно увеличивает срок службы кабеля. Данные кабели экологически безопасны, это делает их привлекательными для использования в проектах, связанных с устойчивым развитием и охраной окружающей среды. Выбрано новое электрооборудование подстанции котельной. Выбрано новое электрооборудование для установки на фидерах 10 кВ питающей подстанции.

В связи с расширением распределительной сети и увеличением суммарной длины линий, также недопустимо увеличились емкостные токи однофазного замыкания на землю, которые, на данный момент достигают опасных для работы электрооборудования и с точки зрения электробезопасности величин, повышены риски аварийных ситуаций, вывода из строя электрооборудования и перерывов электроснабжения потребителей. Рассчитаны суммарные емкостные токи ОЗЗ в сети и выбраны устройства для их компенсации.

Предлагаемые мероприятия по реконструкции распределительной сети обеспечат ее стабильную и надежную работы, данный комплекс мероприятий планируется к реализации.

Список используемых источников

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. – 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2023. 415 с.
2. Бирюлин В. И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
3. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
4. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
5. Кобозев В.А. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 356 с.
6. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
7. Любарский Ю. Я. Интеллектуальные электрические сети: компьютерная поддержка диспетчерских решений : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2022. 160 с.
8. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.
9. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
10. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
11. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
12. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.

13. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
14. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
15. Сибикин Ю. Д. Технология энергосбережения : учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 336 с.
16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение : учебное пособие. – 2-е изд., стер. М. : ИНФРА-М, 2023. 328 с.
17. Хорольский В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2021. 288 с.
18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования : учебное пособие. – 3-е изд., испр. М. : ИНФРА-М, 2023. 214 с.
19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Щербаков Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.