

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 Модернизация системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ
Красноярской ГЭС

Обучающийся

С.А. Окунев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2024

Аннотация

Выпускная квалификационная работа состоит из 54 страниц, 10 рисунков, 7 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: гидроэлектростанция, собственные нужды, электроснабжение, система электроснабжения, модернизация, надежность, безопасность, нагрузка, потребитель.

Выполнена разработка мероприятий по модернизации системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ Красноярской ГЭС.

Объект исследования: собственные нужды 0,4 кВ Красноярской ГЭС.

Предмет исследования: система электроснабжения собственных нужд.

Цель работы: проведение модернизации системы электроснабжения собственных нужд.

Актуальность темы работы состоит в том, что действующая система электроснабжения собственных нужд имеет в своем составе устаревшее и изношенное электротехническое оборудование, дальнейшая эксплуатация которого вызывает недопустимое повышение рисков аварийных ситуаций, числа нарушений нормальной работы станции и профессиональных рисков для персонала.

Содержание ВКР включает вопросы: анализ исходных данных по системе собственных нужд; общая характеристика системы собственных нужд; анализ системы электроснабжения, обоснование модернизации; разработка мероприятий по модернизации системы электроснабжения собственных нужд.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных по системе собственных нужд	7
1.1 Общая характеристика системы собственных нужд	7
1.2 Анализ системы электроснабжения, обоснование модернизации	10
2 Разработка мероприятий по модернизации системы электроснабжения	12
2.1 Расчет электрических нагрузок	12
2.3 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов	18
2.4 Расчет питающей высоковольтной линии, выбор кабелей	23
2.5 Расчет распределительной сети, выбор кабелей	26
2.6 Расчет токов короткого замыкания	28
2.7 Выбор основного электрооборудования и его проверка	35
2.8 Выбор аппаратов защиты линий, устройств релейной защиты и автоматики	41
2.9 Расчет заземления и молниезащиты подстанции	47
Заключение	51
Список используемых источников	53

Введение

Гидроэлектростанции (ГЭС) – это сооружения, предназначенные для преобразования энергии потока или падающей воды в электроэнергию (ЭЭ). Они используют воду как возобновляемый и экологически чистый источник энергии. Принцип работы заключается в захвате энергии потока воды, преобразовании движения воды через турбину в механическую энергию и последующем превращении этой энергии в электрическую с помощью генератора, которая передаётся по электрическим линиям потребителям. ГЭС имеют ряд преимуществ: они обеспечивают стабильный источник электроэнергии, требуют низких эксплуатационных расходов, экологически чисты и способствуют регулированию водосбора. Вода – бесконечный ресурс, что делает гидроэнергетику возобновляемым источником энергии. ГЭС не производит выбросов углекислого газа и других загрязняющих веществ. Однако есть и недостатки: воздействие на экосистемы, риск наводнений и землетрясений, затопление территорий и зависимость от климатических условий. В целом, гидроэлектростанции играют важную роль в обеспечении устойчивого и чистого источника энергии для будущего.

В электроэнергетике России гидроэлектростанции занимают существенную долю общего объема выработки ЭЭ, существенно удешевляя ее общее производство. Модернизация ГЭС и их систем собственных нужд (СН) планомерно проводится по мере износа и устаревания оборудования, что поддерживает эксплуатационную надежность и безопасность. В настоящее время при проведении модернизации действующее оборудование, подлежащее замене, целесообразно заменять современными аналогами отечественного производства. Например, имеет смысл заменять силовые трансформаторы в системе СН на энергосберегающие необслуживаемые, устанавливать современные вакуумные выключатели вместо масляных и т.д.

Как и у любого другого типа крупных электростанций, каждая ГЭС имеет систему собственных нужд, в которые входит различное

оборудование, обеспечивающее работу основных агрегатов и элементов станции (насосы, компрессоры, регулировочное оборудование, освещение и т.д.), электроприемники в помещениях цехов и участков собственных нужд. Гидроэлектростанции выгодно отличаются существенно меньшей удельной долей (от 0,5 % до 3 %) потребляемой СН электрической мощности по отношению к общему количеству вырабатываемой ЭЭ, что объясняется относительной простотой выработки электроэнергии по сравнению с ТЭЦ, ТЭС, АЭС и другими типами электростанций. Причем, чем больше общая установленная мощность ГЭС, тем меньше удельная доля нагрузки СН, что повышает выгодность постройки крупных ГЭС.

Модернизация системы электроснабжения (СЭС) собственных нужд является важным процессом для обеспечения надёжной и эффективной работы гидроэлектростанции. Учитываются основные факторы, такие как соответствие электрической схемы условиям работы ГЭС, ремонтпригодность, минимальный объём переключений и доступность для профилактики. Особое внимание уделяется выбору электротехнического оборудования, расчёту токов короткого замыкания (КЗ) и компоновочным решениям. Схемы СН разрабатываются исходя из надёжной и безотказной работы ГЭС, параметров оборудования СН и главной схемы электрических соединений. Электроснабжение потребителей собственных нужд предусматривается от двух независимых источников питания, в качестве которых используются сухие трансформаторы, блочные комплектные трансформаторные подстанции (ТП) и фидерные панели. Рассматривается возможность резервирования питания от дизель-генераторных установок в случае отсутствия резервирования от местных сетей, это обеспечивает высокую степень надёжности и бесперебойное питание ответственных потребителей в аварийных ситуациях. Модернизация направлена на улучшение качества и эффективности работы станции, повышение надёжности и безопасности электроснабжения потребителей.

Актуальность разработки: действующая система электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ Красноярской ГЭС имеет в своем составе устаревшее и изношенное электротехническое оборудование, дальнейшая эксплуатация которого вызывает недопустимое повышение рисков аварийных ситуаций, числа нарушений нормальной работы станции и профессиональных рисков для персонала. В цехе собственных нужд освещение помещений выполнено люминесцентными и дуговоротными светильниками, которые имеют низкий коэффициент полезного действия и повышенное потребление ЭЭ, а также неэкологичны в эксплуатации. Силовая сеть питания помещений критически изношена и не соответствует по своим параметрам актуальным и перспективным электрическим нагрузкам, невозможно подключать более мощное оборудование и устанавливать дополнительное. Сопротивление изоляции кабелей недопустимо низкое, что создает угрозу поражения электрическим током для персонала. Очевидна важность и актуальность проведения модернизации.

Объект исследования: собственные нужды 0,4 кВ Красноярской ГЭС.

Предмет исследования: система электроснабжения собственных нужд.

Цель работы: проведение модернизации системы электроснабжения собственных нужд.

Задачи работы:

- выполнить анализ СЭС собственных нужд, обосновать проведение модернизации;
- определить актуальные электрические нагрузки;
- разработать комплекс мероприятий по модернизации.

Практическая значимость работы состоит в дальнейшей реализации предлагаемых мероприятий по модернизации, что позволит надежно и безопасно далее эксплуатировать систему собственных нужд, также повысится ее энергоэффективность.

1 Анализ исходных данных по системе собственных нужд

1.1 Общая характеристика системы собственных нужд

Гидроэлектростанция является одним из ключевых компонентов энергетической системы, обеспечивая стабильную и надежную выработку электроэнергии, одной из важных составляющих ее работы является система собственных нужд (ССН). Оборудование системы собственных нужд 0,4 кВ станции расположено, в основном, в цехе собственных нужд, в помещениях которого расположены насосы, компрессоры и другие механизмы, необходимые для поддержания работы станции в различных режимах. Также имеются вспомогательные помещения для неотложного ремонта и обслуживания оборудования, его деталей и элементов, аккумуляторная и участок обслуживания АКБ, станция пожаротушения, склады и кладовая.

Основное назначение ССН 0,4 кВ заключается в обеспечении надежности и безопасности работы ГЭС, без эффективной системы собственных нужд станция 0,4 кВ не сможет функционировать должным образом, что может привести к сбоям в производстве электроэнергии и даже к аварийным ситуациям. Система собственных нужд 0,4 кВ гидроэлектростанции является неотъемлемой частью её функционирования, она обеспечивает надежность, безопасность и эффективность работы станции, что, в свою очередь, влияет на стабильность поставок электроэнергии. В условиях растущих требований к энергетическим ресурсам и необходимости перехода на устойчивые источники энергии, эффективное управление системой собственных нужд становится особенно актуальным. Инвестиции в модернизацию и оптимизацию этой системы могут значительно повысить общую эффективность работы гидроэлектростанции и способствовать развитию экологически чистой энергетики.

Электроснабжение цеха собственных нужд (ЦСН) обеспечивается от трансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4 кВ наружной установки, предусмотрен также дополнительный источник питания – дизельная электростанция (ДЭС). ТП питается от распределительного устройства (РУ) 10 кВ по КЛ 10 кВ, длина 0,402 км, кабели ААБ-3х16 мм².

План цеха собственных нужд (ЦСН) приведен на рисунке 1.

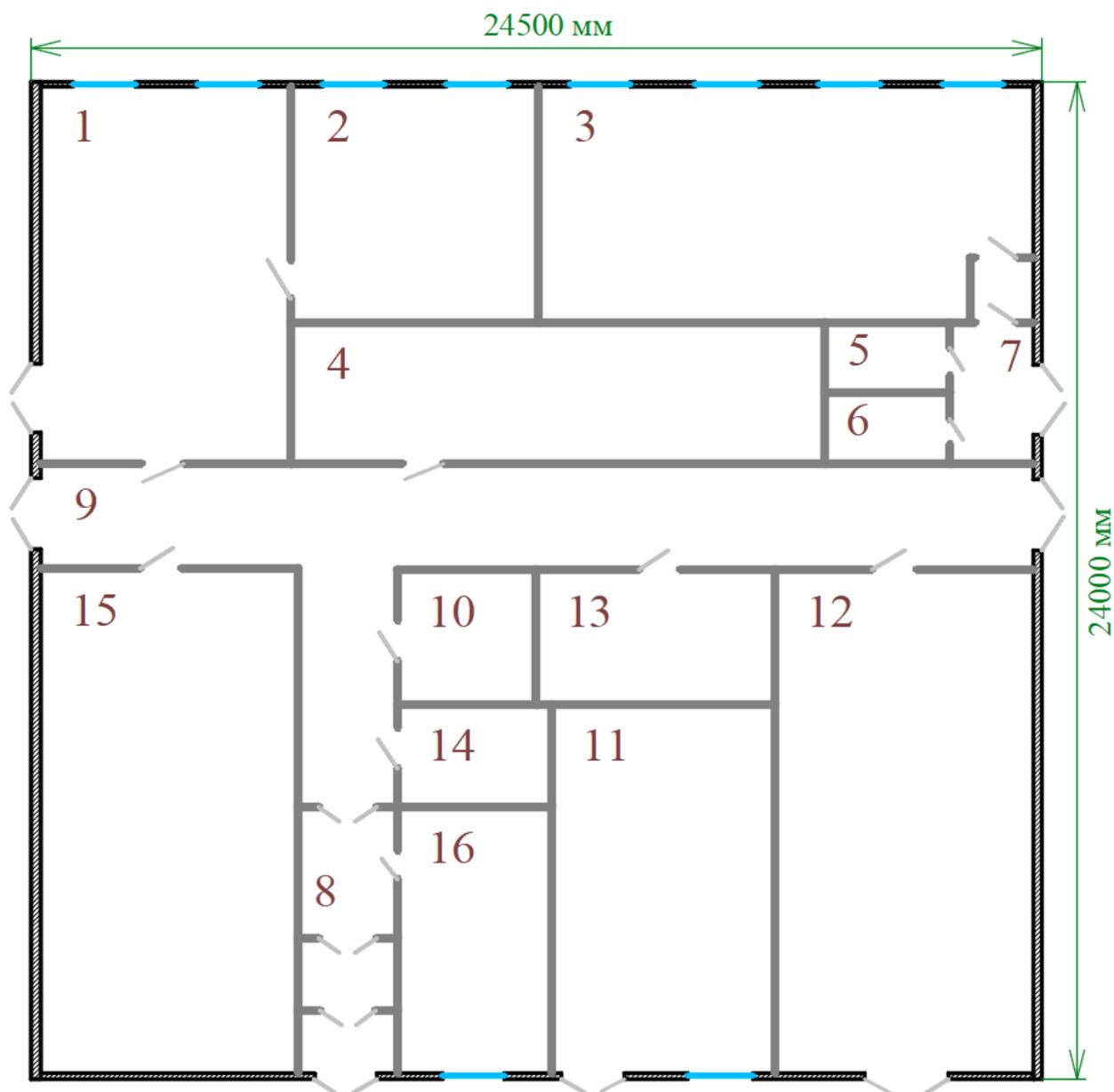


Рисунок 1 – План цеха собственных нужд

Перечень помещений цеха собственных нужд и параметры их электропотребления (суммарные номинальные мощности электроприемников (без учета освещения), коэффициенты спроса активных нагрузок и мощности) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень помещений цеха собственных нужд и параметры их электропотребления

№ на плане	Помещение	P_n , кВт	K_c	$\cos\varphi$
1	Мастерская №1	29,1	0,5	0,88
2	Мастерская №2	33,2	0,5	0,87
3	Аккумуляторная	22,6	0,3	0,88
4	Силовая	13,9	0,9	0,90
5	Участок обслуживания АКБ	18,2	0,4	0,87
6	Участок подготовки воды	170,4	0,65	0,97
7	Коридор	6,2	0,3	0,94
8	Проходная	6,1	0,3	0,92
9	Коридор	18,3	0,25	0,92
10	Кладовая	3,9	0,2	0,94
11	Станция пожаротушения	47,4	0,2	0,88
12	Насосная	189,5	0,75	0,89
13	Склад	8,1	0,2	0,94
14	Склад	3,9	0,2	0,94
15	Теплоцентр	189,7	0,9	0,90
16	Компрессорная	259,4	0,75	0,88

Помещения обеспечиваются электропитанием от щитков распределительных наружных (ЩРН), которые присоединены к двум распределительным пунктам (РП) 0,4 кВ, установленным в помещении

силовой. РП питаются от ТП. Все питающие кабели проложены в защитных кабель-каналах.

1.2 Анализ системы электроснабжения, обоснование модернизации

Действующая СЭС цеха собственных нужд эксплуатируется с 1990 года, то есть более 34 лет при паспортном сроке службы электрооборудования в ее составе 25-30 лет. Действующая однолинейная схема электроснабжения цеха собственных нужд приведена на листе 1 графической части.

Можно отметить сильно устаревшее электрооборудование:

- силовые трансформаторы с высокими внутренними потерями мощности и требующие регулярного технического обслуживания и замены масла;
- масляные высоковольтные выключатели;
- вентильные разрядники;
- автоматические выключатели;
- аналоговые измерительные приборы и электрические счетчики;
- электромеханическое оборудование релейной защиты и автоматики (РЗА).

В целом, можно выделить следующие причины необходимости проведения модернизации СЭС:

- «существенное технологическое устаревание электрооборудования (ЭО), включая систему освещения, обуславливающее несоответствие технико-эксплуатационных характеристик актуальным современным требованиям по энергосбережению, надежности, безопасности» [11];
- сильный износ ЭО, значительно снижена надежность электроснабжения, повышены профессиональные риски для

рабочих и увеличены эксплуатационные трудовые и финансовые затраты на ремонт и обслуживание ЭО;

- несоответствие технических параметров действующей СЭС актуальным и перспективным электрическим нагрузкам;
- плохая экологичность действующей СЭС ввиду использования устаревших марок оборудования (например, необходимы регулярные слив и замена масла, замена и утилизация ламп с содержанием паров ртути и т.д.), экономические, организационные и трудовые затраты на поддержание охраны окружающей среды повышены;
- низкая общая энергоэффективность системы электроснабжения ввиду отсутствия компенсации реактивной мощности, использования устаревших марок электрооборудования (силовых трансформаторов с высокими внутренними потерями мощности и энергии, устаревших светильников с лампами ДРЛ и люминесцентными лампами и т.д.);
- системы заземления и молниезащиты ТП сильно изношены и повреждены коррозией;
- здание ТП имеет видимые существенные повреждения, отмечается попадание влаги внутрь, требуется замена ТП на современную, комплектного типа.

Модернизация СЭС позволит устранить указанные проблемы и недостатки.

Выводы.

Система электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ ГЭС является критически важной для эффективной и безопасной эксплуатации станции. На данный момент состояние СЭС собственных нужд 0,4 кВ ГЭС не отвечает актуальным технико-эксплуатационным требованиям, ввиду чего требуется проведение ее модернизации.

2 Разработка мероприятий по модернизации системы электроснабжения

2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчёт электрических нагрузок является важным этапом в проектировании и эксплуатации электрических систем, он позволяет определить, сколько электроэнергии потребуется для обеспечения работы различных устройств и систем, а также помогает в оптимизации распределения электроэнергии, повышении надежности и безопасности электроснабжения. Электрическая нагрузка – это совокупность всех электрических устройств и систем, которые потребляют электроэнергию в определённый момент времени. Нагрузки могут быть постоянными (например, освещение, обогрев) и переменными (например, электродвигатели, насосы), а также делятся на активные, реактивные и полные. «Активная нагрузка – это мощность, которая преобразуется в полезную работу, реактивная нагрузка – это мощность, необходимая для создания магнитных полей в индуктивных и ёмкостных устройствах, а полная нагрузка определяется исходя из активной и реактивной мощностей. Расчёт актуальных электрических нагрузок – это неотъемлемая часть разработки мероприятий по модернизации электрических систем, он позволяет обеспечить надежное и эффективное электроснабжение, минимизировать риски перегрузок и аварий, а также оптимизировать затраты на электроэнергию» [1].

«Для расчета актуальных электрических нагрузок используется метод коэффициента спроса активной нагрузки.

Формула для расчета среднесменных активных нагрузок:

$$P_c = K_c \cdot P_{ном}, \quad (1)$$

где K_c – коэффициент спроса активной нагрузки;

$P_{ном}$ – номинальная активная нагрузка, кВт.

Среднесменные реактивные и полные нагрузки» [11]:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}, \quad (3)$$

Пример расчета нагрузок участка №1 (без учета освещения), по (1-3):

$$P_c = 0,5 \cdot 29,1 = 14,55 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 14,55 \cdot 0,54 = 7,853 \text{ квар},$$

$$S_c = \sqrt{14,55^2 + 7,853^2} = 16,534 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов электрических нагрузок приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов электрических нагрузок

№ на плане	Помещение	P _н , кВт	K _с	cosφ	tgφ	Итого нагрузка		
						P _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВА
РП-1								
1	Мастерская №1	29,1	0,5	0,88	0,540	14,550	7,853	16,534
2	Мастерская №2	33,2	0,5	0,87	0,567	16,600	9,408	19,080
4	Силовая	13,9	0,9	0,90	0,484	12,510	6,059	13,900
8	Проходная	6,1	0,3	0,92	0,426	1,830	0,780	1,989
9	Коридор	18,3	0,25	0,92	0,426	4,575	1,949	4,973
10	Кладовая	3,9	0,2	0,94	0,363	0,780	0,283	0,830
14	Склад	3,9	0,2	0,94	0,363	0,780	0,283	0,830
15	Теплоцентр	189,7	0,9	0,90	0,484	170,730	82,688	189,700

Продолжение таблицы 2

№ на плане	Помещение	P _н , кВт	K _с	cosφ	tgφ	Итого нагрузка		
						P _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВА
16	Компрессорная	259,4	0,75	0,88	0,540	194,550	105,007	221,080
ΣРП-1		557,5	0,748	0,91	0,466	416,905	214,310	468,916
РП-2								
3	Аккумуляторная	22,6	0,3	0,88	0,540	6,780	3,659	7,705
5	Участок обслуживания АКБ	18,2	0,4	0,87	0,567	7,280	4,126	8,368
6	Участок подготовки воды	170,4	0,65	0,97	0,251	110,760	27,759	114,186
7	Коридор	6,2	0,3	0,94	0,363	1,860	0,675	1,979
11	Станция пожаротушения	47,4	0,2	0,88	0,540	9,480	5,117	10,773
12	Насосная	189,5	0,75	0,89	0,512	142,125	72,813	159,691
13	Склад	8,1	0,2	0,94	0,363	1,620	0,588	1,723
ΣРП-2		462,4	0,605	0,91	0,448	279,905	114,737	304,424
Итого		1019,9	0,683	0,95	0,321	696,810	329,047	770,595

Также необходимо учесть нагрузки модернизированного освещения.

Энергоэффективное светодиодное освещение – это современный и экологичный подход к освещению, который позволяет существенно снизить энергозатраты и расходы предприятия, повысить его рентабельность. Светодиодные светильники потребляют в несколько раз меньше энергии, чем люминесцентные лампы, и имеют высокий КПД при равных условиях освещения [5]. Одним из ключевых преимуществ светодиодного освещения является отсутствие пульсации света, которая негативно влияет на самочувствие и активность человека в течение рабочего дня. Пульсация света также определяет усталость к концу рабочего дня, цветовая температура источников света и пульсация влияют на отдых и сон, работу биологических часов. Светодиоды также экономичны в обслуживании, имеют длительный

срок службы (более 50 000 часов или 5 лет) и низкую стоимость замены, они безопасны для здоровья человека и окружающей среды, так как не содержат вредных соединений и газов, не создают электромагнитных помех и взрывобезопасны.

«Нормы освещенности для помещений принимаются согласно СанПиН 2.3.4.050-96» [18].

Расчет освещения помещения мастерской №1.

«Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (4)$$

где A , B , h – длина, ширина и высота помещения, м.

$$i = \frac{5,8 \cdot 8,9}{3,1 \cdot (5,8 + 8,9)} = 0,609.$$

Требуемый суммарный световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{K_u}, \quad (5)$$

где E – нормируемая освещенность, лм;

S – площадь помещения, м²;

K_3 – коэффициент запаса;

Z – коэффициент минимальной освещенности;

K_u – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{300 \cdot 52,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,67} = 38685,9 \text{ лм}$$

Принимаются к установке светильники RS-LIP258 (51 Вт, 5270 лм), внешний вид показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Светильник RS-LIP258

Требуемое число светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (6)$$

где Φ_c – световой поток одного светильника, лм» [18].

$$N = \frac{38685,9}{5270} \approx 8 \text{ шт}$$

Выбор светильников сведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет освещения

№ помещ.	Φ , лм	N, шт	Φ_c , лм	Марка светильника
1	38685,9	8	5270	RS-LIP258
2	29163,1	6		
3	28462,6			
4	20380,1	4		

Продолжение таблицы 3

№ помещ.	Φ, лм	N, шт	Φс, лм	Марка светильника
5	1442,3	3	505	PROconnect, 7Вт
6	1383,9			
7	1397,1			
8	3062,2	7		
9	9458,8	6	1700	ЛП02, 20 Вт
10	955,0	2	505	PROconnect, 7Вт
11	27291,1	6	5270	RS-LIP258
12	40589,1	8		
13	1585,3	4	505	PROconnect, 7Вт
14	874,8	2		
15	25439,1	5	5270	RS-LIP258
16	7944,6	2		

Нагрузки ТП с учетом освещения:

$$P_{po} = 45 \cdot 0,051 + 24 \cdot 0,007 + 6 \cdot 0,02 + 696,81 = 699,392 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = (45 \cdot 0,051 + 24 \cdot 0,007 + 6 \cdot 0,02) \cdot 0,329 + 329,047 = 329,896 \text{ квар},$$

$$S_{po} = \sqrt{699,392^2 + 329,896^2} = 773,292 \text{ кВА}.$$

План осветительной сети после модернизации приведен на листе 3 графической части.

Светодиоды не содержат ртути и других вредных веществ, что упрощает их утилизацию и снижает негативное воздействие на окружающую среду, также они имеют низкий уровень тепловыделения, что снижает нагрузку на системы кондиционирования и вентиляции.

2.3 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов

Компенсация реактивной мощности (КРМ) – это целенаправленное воздействие на баланс реактивной мощности в узле электроэнергетической системы, она осуществляется с «использованием компенсирующих устройств (КУ) и имеет важное значение для поддержания требуемых уровней напряжения, увеличения срока службы трансформаторов и снижения потерь электроэнергии» [4]. Особенно актуальна КРМ для промышленных предприятий, где основными электроприёмниками являются асинхронные двигатели. «Мероприятия по КРМ позволяют уменьшить нагрузку на трансформаторы, использовать провода меньшего сечения, улучшить качество электроэнергии и снизить расходы на электроэнергию. Основные компоненты КУ включают источники реактивной мощности (конденсаторы или катушки индуктивности), регуляторы реактивной мощности и коммутационные устройства. Регуляторы поддерживают оптимальный уровень коэффициента мощности ($\cos \varphi$) путём выдачи команд на исполнительные устройства» [4].

«Компенсация реактивной мощности производится до нормативного значения коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,95$. Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot P_p \cdot (tg \varphi - tg \varphi_k), \quad (7)$$

где P_p – активная нагрузка, кВт;

$tg \varphi$ – тангенс угла φ до КРМ;

$tg \varphi_k$ – нормативное значение, эквивалентное $\cos \varphi = 0,95$ » [4].

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 699,392 \cdot (0,472 - 0,33) = 89,2 \text{ квар.}$$

КРМ на шинах 0,4 кВ ТП будет производиться двумя автоматическими

установками АУКРМ-0,4-45 максимальной мощностью по 45 квар, внешний вид АУКРМ показан на рисунке 3.



Рисунок 3 – Установка АУКРМ

Расчет нагрузок ТП – в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет нагрузок ТП

Показатели	cosφ	tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
Σ на НН	0,904	0,472	699,392	329,896	773,292
КУ, квар	-	-	-	90	-
Σ на НН с КУ	0,946	0,343	699,392	239,896	739,391
Потери	-	-	14,788	73,939	-
Σ на ВН с КУ	-	-	714,180	313,835	780,093

Приближенные потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p, \quad (8)$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 739,391 = 14,788 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p, \quad (9)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 739,391 = 73,939 \text{ квар}.$$

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

$$S'_p = \sqrt{(699,392 + 14,788)^2 + (239,896 + 73,939)^2} = 780,093 \text{ кВА}.$$

Автоматическая КРМ с помощью установок АУКРМ – это современное и эффективное решение для оптимизации работы электрооборудования и снижения затрат на электроэнергию, «АУКРМ автоматически регулируют количество подключённых ступеней в зависимости от нагрузки в сети, обеспечивая стабильную работу оборудования и минимизируя потери активной мощности. Одним из главных преимуществ АУКРМ является их полностью автоматическая работа, что позволяет значительно сократить время и затраты на обслуживание» [4]. Кроме того, установки оснащены функциями самодиагностики и защиты от перегрузок, что гарантирует надёжность и безопасность их эксплуатации. Применение АУКРМ особенно актуально для сетей 0,4 кВ, где они помогают решить такие проблемы, как нехватка мощности трансформатора, заниженное напряжение, значительные потери активной мощности и нагрев проводов и кабелей. Благодаря использованию АУКРМ можно существенно снизить счета за электроэнергию, что делает их экономически выгодным решением для предприятий различных.

«Если в состав нагрузок ТП входят потребители 1 и/или 2 категорий надёжности электроснабжения, устанавливается два силовых трансформатора.

Требуемая мощность трансформаторов:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \quad (10)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки;

$S_{р.к.}$ – расчетная нагрузка, кВА» [12].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 739,391 = 517,6 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТМГ33 ХЗК2-630/10/0,4, внешний вид показан на рисунке 4 [3].



Рисунок 4 – Силовой трансформатор ТМГ33 ХЗК2-630/10/0,4

«Проводится проверка по коэффициенту загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{р.к.}}{S_m}, \quad (11)$$

где S_m – номинальная мощность трансформатора, кВА» [9].

$$K_{з.ав.} = \frac{739,391}{630} = 1,17 \leq 1,4.$$

Выбирается ТП марки 2КТПН-630/10/0,4, внешний вид показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Подстанция 2КТПН-630/10/0,4

Подстанции комплектные трансформаторные наружной установки (КТПН) являются одними из ключевых элементов энергетической инфраструктуры, обеспечивая надежное и стабильное электроснабжение различных объектов, преимущества их использования включают в себя:

- надежность и долговечность, обладают высокой степенью защиты от внешних воздействий, таких как дождь, снег, ветер и механические повреждения, это обеспечивает длительный срок службы и минимальные затраты на обслуживание;
- удобство эксплуатации, легко устанавливаются и обслуживаются, что позволяет быстро реагировать на любые изменения в

электроснабжении, операторы могут легко контролировать параметры работы подстанции с помощью современных систем мониторинга [7];

- в отличие от традиционных подстанций, требуют меньше затрат на строительство и обслуживание, что делает их более экономически выгодными в долгосрочной перспективе;
- можно легко адаптировать под различные нужды, изменяя количество и типы трансформаторов, а также добавляя дополнительные системы защиты и автоматизации, это позволяет оптимизировать распределение энергии и повысить общую эффективность энергосистемы;
- оснащены эффективными системами охлаждения и автоматического управления, что позволяет минимизировать потери энергии и повысить КПД системы.

2.4 Расчет питающей высоковольтной линии, выбор кабелей

«Рабочий ток КЛ 10 кВ:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (12)$$

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

U_n – номинальное напряжение, кВ;

n – число цепей, шт.

$$I_p = \frac{780,093}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 22,5 \text{ А.}$$

Экономическое сечение жилы кабеля:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (13)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/ мм²» [13].

$$F_{\text{эк}} = \frac{22,5}{1,4} = 16 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АПвП-3·16 мм², внешний вид показан на рисунке 6.



Рисунок 6 – Кабель АПвП-3x16

Ток аварийного режима, по (12):

$$I_{\text{ав}} = \frac{780,093}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 45 \text{ А.}$$

«Допустимый ток кабеля с учетом условий прокладки:

$$I'_{\text{дон}} = I_{\text{дон}} \cdot K_{\text{нов}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{пон}}, \quad (14)$$

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

$K_{нов}$, $K_{ср}$, $K_{пон}$ – коэффициенты, учитывающие недогруженность КЛ, среду и групповую прокладку.

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

Потери напряжения в КЛ:

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (15)$$

где I_p – максимальный расчетный ток КЛ, А;

L – длина КЛ, км;

r_0 , x_0 – удельные сопротивления кабеля, Ом/км» [13].

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 45 \cdot 0,402 \cdot 100}{10} (1,94 \cdot 0,916 + 0,102 \cdot 0,402) = 0,14 \% < 5 \%$$

«Кабели АПВП с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) представляют собой инновационный тип электротехнических изделий, которые находят всё большее применение в различных отраслях промышленности и коммунального хозяйства. Одним из ключевых преимуществ СПЭ-кабелей является их высокая надёжность и долговечность. СПЭ-изоляция обладает высокой химической стойкостью и устойчивостью к воздействию химических веществ» [12]. Это значительно увеличивает срок службы кабеля, в отличие от традиционных изоляционных материалов, таких как полиэтилен или поливинилхлорид, «СПЭ-изоляция не подвержена разложению и деградации под воздействием агрессивных сред, таких как кислоты, щелочи и соли. Также СПЭ-изоляция обладает высокой механической прочностью и гибкостью, что позволяет использовать такие кабели в условиях, где требуется высокая гибкость и надёжность» [12].

Кабели обладают высокой теплостойкостью, что позволяет им работать в условиях высоких температур, вплоть до 90°C и выше.

2.5 Расчет распределительной сети, выбор кабелей

Существующая электрическая сеть питания помещений по своей структуре – радиальная, с индивидуальным питанием щитков ЩРН и РП, соответствует всем актуальным технико-эксплуатационным требованиям. Обеспечивается надежное питание и возможность индивидуального отключения всех помещений и РП. Ввиду этого структура распределительной сети не будет меняться, что также упростит проведение модернизации, новые современные кабели, с соответствующими актуальным нагрузкам сечениям жил, будут проложены по существующим трассам вместо устаревших и изношенных действующих кабелей.

«Кабельные линии на 0,4 кВ и 0,23 кВ выполняются кабелями марки NYM. Кабели прокладываются в коробах в полу помещений и по стенам» [17]. План электрической сети после модернизации – на листе 3 графической части.

Расчет для КЛ до ЩРН помещения №1. «Наибольший ток линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (16)$$

где S_p – расчетная мощность ЭП, кВА;

U_n – напряжение линии, кВ.

$$I_p = \frac{33,07}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 47,73 \text{ А}$$

Выбирается кабель NYM-5·6, допустимый ток 50 А.

При расчете потерь напряжения в сети до 1 кВ индуктивным сопротивлением проводов можно пренебречь» [17]. Потери напряжения в КЛ, по (15):

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 47,73 \cdot 0,62 \cdot 100}{0,38} (0,00307 \cdot 0,88 + 0 \cdot 0,302) = 0,037 \% < 5 \%$$

Выбор кабелей сведен в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор кабелей силовой сети

Участок (РП/ЩРН)	Ip, А	Кабель NYM, сечение жил	Iдоп, А	ΔU, %
1	47,73	5·6	50	0,037
2	55,08	5·10	80	0,138
4	22,29	5·2,5	27	0,038
8	28,83	3·2,5	30	0,461
9	28,71	5·4	38	0,029
10	18,04	3·2,5	30	0,355
14				0,576
15	304,23	4·95+1·50	330	0,090
16	425,47	4·150+1·95	455	0,280
ввод РП-1	948,42	2· (4·185+1·95)	1020	0,461
3	37,07	5·4	38	0,234
5	30,19			0,118
6	253,56	4·70+1·35	270	0,023
7	28,68	3·2,5	30	0,336
11	77,75	5·10	80	0,453
12	307,33	4·95+1·50	330	0,173
13	37,47	3·4	42	0,284
ввод РП-2	772,03	2· (4·120+1·70)	790	0,239

Выбранные кабели NYM представляют собой инновационное и надежное решение для электрических сетей, обладающее рядом значимых преимуществ, которые делают их предпочтительными.

Преимущества кабелей NYM:

- устойчивость к влаге, оболочка кабелей NYM меньше впитывает влагу, что делает их подходящими для использования во влажных условиях, например, в шахтах, колодцах и подвалах;
- гибкость, благодаря продольной негорючей герметизации, кабели легко изгибаются, что облегчает их укладку в труднодоступных местах;
- пожарная безопасность, кабельная изоляция соответствует классу пожарной безопасности ГОСТ 31565-2012, что делает кабели пригодными для использования в помещениях с повышенными требованиями к пожарной безопасности;
- «обладают высокой термостойкостью, что позволяет им выдерживать значительные тепловые нагрузки без деформации или разрушения, это особенно важно в условиях высоких температур и при использовании в сложных электрических установках» [12];
- кабели NYM сертифицированы по международным стандартам, что подтверждает их соответствие высоким стандартам качества и безопасности, это гарантирует надежность и долговечность использования кабелей в различных сферах, включая промышленные предприятия.

2.6 Расчет токов короткого замыкания

Токи короткого замыкания (КЗ) определяются для выбора электрооборудования и расчета уставок РЗА. Схемы для расчета токов КЗ на вводе 10 кВ ТП изображены на рисунке 7.

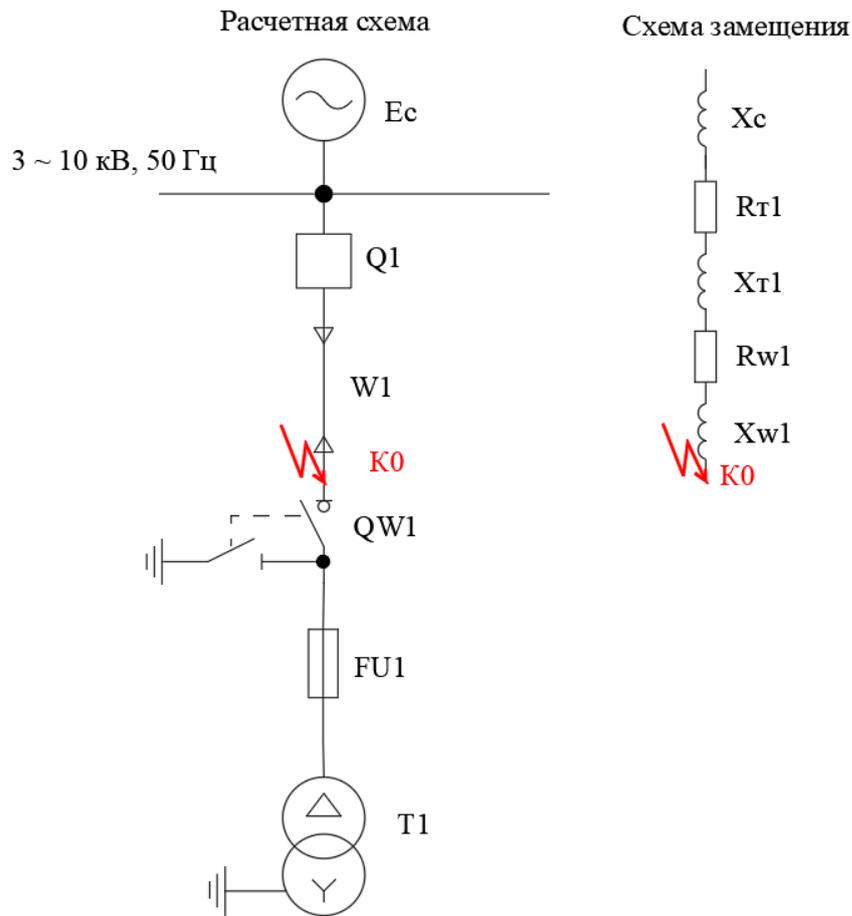


Рисунок 7 – Схемы для расчета токов КЗ

Трехфазный ток КЗ на питающем фидере РУ 10 кВ: $I_{к.з.PV}^{(3)} = 9,387$ кА.

«Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa.з.PV}^{(3)}}, \quad (17)$$

где U_{κ} – напряжение КЗ, кВ.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,387} = 0,646 \text{ Ом.}$$

Сопротивления КЛ 10 кВ:

$$X_{w1} = x_0 \cdot L_{w1}, \quad (18)$$

где L_{w1} – длина КЛ, км.

$$X_{w1} = 0,102 \cdot 0,402 = 0,041 \text{ Ом},$$

$$R_{w1} = r_0 \cdot L_{w1}, \quad (19)$$

$$R'_{w1} = 1,94 \cdot 0,402 = 0,78 \text{ Ом}.$$

Сопротивление цепи до точки К0:

$$Z_{\kappa 0} = \sqrt{R_{\kappa 0}^2 + X_{\kappa 0}^2}, \quad (20)$$

$$Z_{\kappa 0} = \sqrt{0,78^2 + (0,646 + 0,041)^2} = 1,039 \text{ мОм}.$$

Трехфазный, двухфазный и ударный токи КЗ:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\kappa}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa}}, \quad (21)$$

$$I_{\kappa 0}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,039} = 5,83 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (22)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,83 = 5,05 \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (23)$$

где K_y – ударный коэффициент» [11].

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,83 = 14,85 \text{ кА}.$$

Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ.

Расчет рассмотрим на примере КЗ на вводе ЩРН помещения №1.
Расчетная схема изображена на рисунке 8.

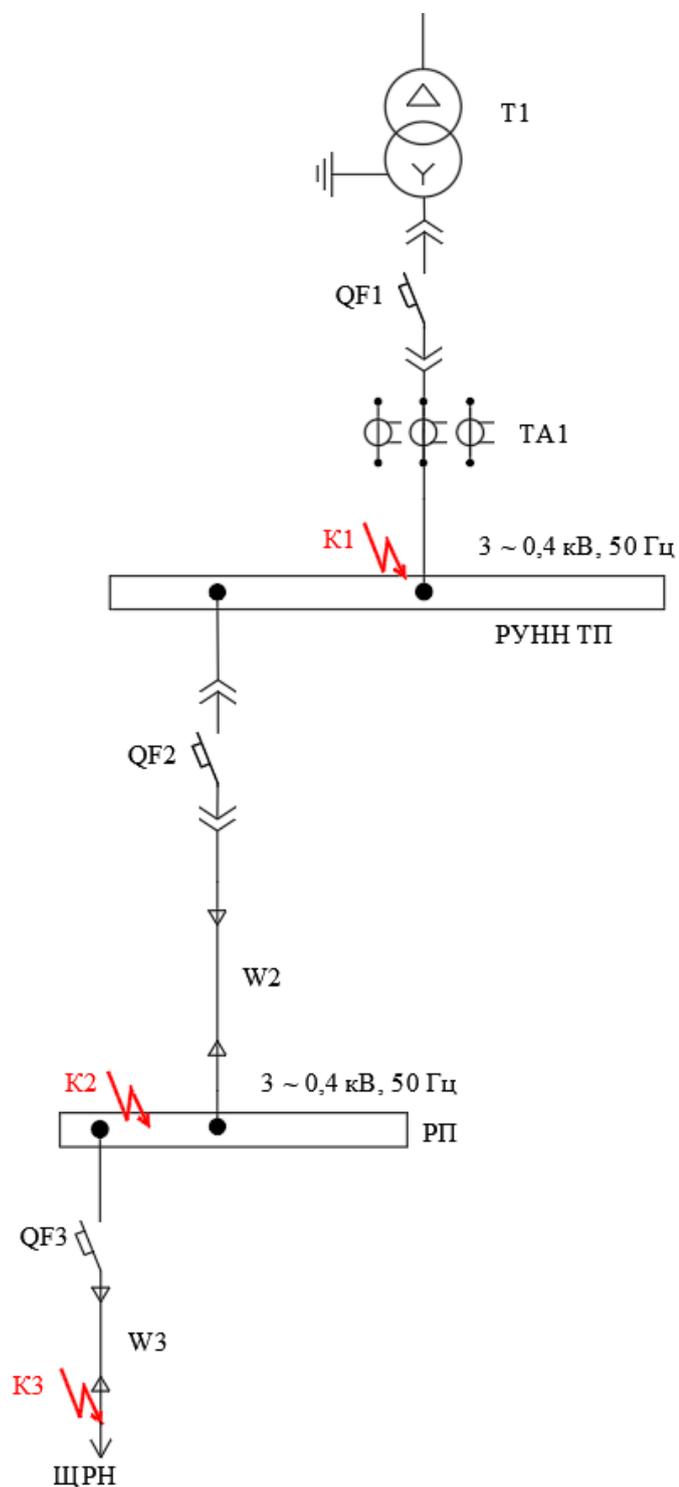


Рисунок 8 – Расчетная схема сети
Схема замещения изображена на рисунке 9.

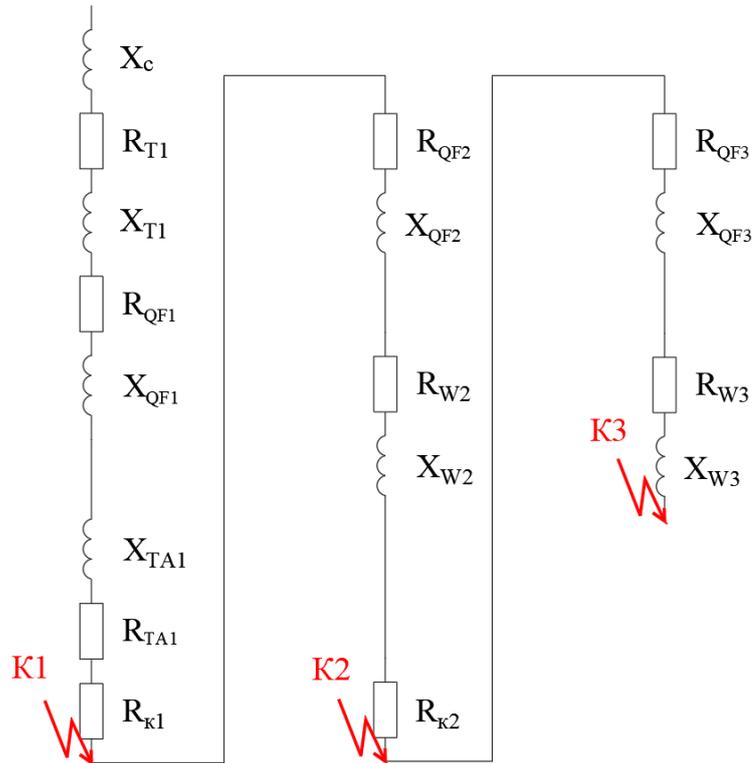


Рисунок 9 – Схема замещения

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_k}{\sqrt{3} \cdot I_{к.з.К0}^{(3)}} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}}, \quad (24)$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,83} \cdot \frac{0,4}{10,5} = 39,589 \text{ мОм.}$$

«Сопротивления трансформатора ТП и автоматов принимаются согласно справочным данным. Сопротивления линий W2 и W3:

$$R_{W2} = r_0 \cdot L_{W2}, \quad (25)$$

где L_{W2} – длина КЛ, м.

$$R_{W2} = 0,158 \cdot 19,84 = 3,134 \text{ мОм,}$$

$$X_{W2} = x_0 \cdot L_{W2}, \quad (26)$$

$$X_{W2} = 0,0599 \cdot 19,84 = 1,19 \text{ мОм},$$

$$R_{W3} = 5,21 \cdot 7,36 = 38,346 \text{ мОм},$$

$$X_{W3} = 0,1 \cdot 7,36 = 0,736 \text{ мОм}.$$

Переходные сопротивления: $R_{\kappa1} = 0,0034 \text{ мОм}$; $R_{\kappa2} = 0,85 \text{ мОм}$ » [11].

$$R_{\rho1} = R_{T1} + R_{QF1} + R_{TA1} + R_{\kappa1}, \quad (27)$$

$$R_{\rho1} = 9,4 + 0,06 + 0,07 + 0,0034 = 9,58 \text{ мОм},$$

$$X_{\rho1} = X_m + X_{QF1} + X_{TA1}, \quad (28)$$

$$X_{\rho1} = 27,2 + 0,07 + 0,07 = 27,34 \text{ мОм},$$

$$R_{\rho2} = R_{QF2} + R_{W2} + R_{\kappa2}, \quad (29)$$

$$R_{\rho2} = 0,112 + 3,134 + 0,85 = 4,096 \text{ мОм},$$

$$X_{\rho2} = X_{QF2} + X_{W2}, \quad (30)$$

$$X_{\rho2} = 0,13 + 1,19 = 1,32 \text{ мОм},$$

$$R_{\rho3} = R_{QF3} + R_{W3}, \quad (31)$$

$$R_{\rho3} = 1,3 + 38,346 = 39,646 \text{ мОм},$$

$$X_{\rho3} = X_{QF3} + X_{W3}, \quad (32)$$

$$X_{\rho3} = 1,2 + 0,736 = 1,936 \text{ мОм}.$$

Сопротивления до точек КЗ:

$$R_{\kappa1} = R_{\rho1}, \quad (33)$$

$$R_{\kappa1} = 9,58 \text{ мОм},$$

$$X_{\kappa1} = X_c + X_{\rho1}, \quad (34)$$

$$X_{\kappa1} = 39,589 + 27,34 = 66,929 \text{ мОм},$$

$$Z_{\kappa 1} = \sqrt{9,58^2 + 66,929^2} = 67,611 \text{ мОм},$$

$$R_{\kappa 2} = R_{\rho 1} + R_{\rho 2}, \quad (35)$$

$$R_{\kappa 2} = 24,58 + 4,096 = 13,679 \text{ мОм},$$

$$X_{\kappa 2} = X_c + X_{\rho 1} + X_{\rho 2}, \quad (36)$$

$$X_{\kappa 2} = 39,589 + 27,34 + 1,32 = 68,249 \text{ мОм},$$

$$Z_{\kappa 2} = \sqrt{13,679^2 + 68,249^2} = 69,606 \text{ мОм},$$

$$R_{\kappa 3} = R_{\kappa 2} + R_{\rho 3}, \quad (37)$$

$$R_{\kappa 3} = 13,679 + 39,646 = 53,325 \text{ мОм},$$

$$X_{\kappa 3} = X_{\kappa 2} + X_{\rho 3}, \quad (38)$$

$$X_{\kappa 3} = 68,249 + 1,936 = 70,185 \text{ мОм},$$

$$Z_{\kappa 3} = \sqrt{53,325^2 + 70,185^2} = 88,144 \text{ мОм}.$$

Токи КЗ в точке К1, по (21, 23):

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 97,611} = 4,86 \text{ кА},$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,86 = 8,93 \text{ кА}.$$

В точках К2 и К3 расчеты аналогичны, результаты сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Токи КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	i_y , кА
К1	4,86	8,93
К2	4,48	8,23
К3	3,33	6,11

Далее требуется выбрать основное электрооборудование на питающем фидере 10 кВ и подстанции ТП 10/0,4 кВ, а также современную газопоршневую электростанцию (ГПЭ) вместо изношенной устаревшей ДЭС.

2.7 Выбор основного электрооборудования и его проверка

Выбор ЭО на питающем фидере 10 кВ.

«Высоковольтные выключатели (ВВ) – это коммутационные аппараты, предназначенные для оперативного отключения или включения электрического оборудования или отдельных цепей в составе энергетической системы при аварийных или нормальных режимах» [20]. Они должны отвечать определённым требованиям: низкая стоимость, надёжность, безопасность, бесшумность, удобство обслуживания и простота монтажа. ВВ классифицируются по способу гашения дуги «(автопневматические, элегазовые, вакуумные, электромагнитные, автогазовые, масляные и воздушные), назначению (генераторные, сетевые, выключатели нагрузки и реклоузеры) и виду установки (встраиваемые, опорные, выкатные, подвесные и настенные)» [20]. Воздушные и элегазовые высоковольтные выключатели являются наиболее распространёнными типами. «Воздушные выключатели используют сжатый воздух для перемещения контактов и гашения дуги, а элегазовые – элегаз в качестве дугогасящей среды. В целом, ВВ играют важную роль в обеспечении надёжности и безопасности СЭС» [20].

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ}, \quad (39)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ}, \quad (40)$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}, \quad (41)$$

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

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{np.c} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (42)$$

где $i_{np.c}$ – сквозной ток КЗ, кА;

i_y – ударный ток КЗ, кА.

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (43)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с.

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (44)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с;

T_a – аperiodическая составляющая тока КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{p.z.} + t_{откл.B}, \text{ с}, \quad (45)$$

где $t_{p.z.}$ – время срабатывания РЗ, с;

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

$$t_{откл} = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с},$$

$$B_k = 9,387^2 \cdot (0,125 + 0,07) = 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принимаются к установке выключатели ВВ/TEL-10/630, проверка по условиям (39-43):

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{раб} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{раб} = 45 \text{ А},$$

$$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА} \geq I_k = 5,83 \text{ кА},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{np.c} = 51 \text{ кА} \geq i_y = 23,9 \text{ кА}.$$

«Ограничители перенапряжения (ОПН) – это современные аппараты, пришедшие на смену вентильным разрядникам, предназначенные для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях переменного тока промышленной частоты номинальным напряжением от 0,38 до 750 кВ. Активная часть ОПН состоит из легированного металла и работает как множество последовательно соединённых варисторов, принцип действия основан на нелинейной зависимости проводимости варисторов от приложенного напряжения. ОПН срабатывает при возникновении перенапряжения, резко снижая своё сопротивление, и защищает оборудование от повреждения» [20]. Преимущества ОПН включают высокую скорость срабатывания, отсутствие износа контактов и стабильность характеристик, конструкция ОПН представляет собой герметизированный полимерный или фарфоровый корпус с высоконелинейным сопротивлением (варистором). ОПН широко применяются в высоковольтных сетях, сетях среднего и низкого напряжения, обеспечивая надёжное и безопасное электроснабжение различных электрических и электронных устройств. На питающем фидере устанавливаются ОПНп-10, внешний вид показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – Ограничитель перенапряжения

«Условия выбора трансформаторов тока (ТТ) – по напряжению, току и сопротивлению вторичной нагрузки в заданном классе точности:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (46)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (47)$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}. \quad (48)$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(k_{терм} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k, \quad (49)$$

$$i_{дин} = k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y, \quad (50)$$

где $k_{терм}$, $k_{дин}$ – кратности стойкости;

$I_{1н.}$ – номинальный ток ТТ, кА» [8].

Принимаются трансформаторы тока ТПЛ-10М-50/5, проверка:

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

$$I_{1н.} = 50 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 45 \text{ А},$$

$$(155 \cdot 0,05)^2 \cdot 3 = 180 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$370 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,05 = 26,16 \text{ кА} > 23,9 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (51)$$

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

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (52)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$S_{\text{пров.}}$ – сечение жил, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (53)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{приб.}}$ – нагрузка, ВА, и номинальный ток прибора, А.

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10%» [19].

Выбор электрооборудования ТП 10/0,4 кВ.

«Критерии выбора высоковольтных выключателей нагрузки (ВН):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (54)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (55)$$

$$I_m^2 \cdot t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (56)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с.

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (57)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с}, \quad (58)$$

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

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

$$t_{откл} = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с},$$

$$B_k = 9,387^2 \cdot (0,125 + 0,07) = 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираются выключатели нагрузки ВНРП-10/400-10з, проверка по условиям выбора (54-56):

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} \geq U_{раб} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А} \geq I_{раб} = 45 \text{ А},$$

$$I_m^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 17,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ВН подходят по всем условиям.

На вводах 0,4 кВ принимаются трансформаторы тока марки ТШЛ-0,66/1500 (800...1000 А на фидерах к РП).

Проверка выбранных ТТ по условиям (46-50):

$$U_{н.анн.} = 0,66 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 1500(800...1000) \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 1273(772...948) \text{ А},$$

$$(110 \cdot 0,8)^2 \cdot 3 = 23232 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 7,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$375 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,8 = 424 \text{ кА} > 8,93 \text{ кА}.$$

Сопротивление нагрузки, по (51-53):

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10% [19].

Вместо изношенной устаревшей ДЭС принимается к установке современная газопоршневая электростанция номинальной мощностью 800 кВт (исходя из расчетной актуальной нагрузки 714,18 кВт) марки KG-800S/К, производства ООО «КАМА-Энергетика», г. Набережные Челны.

2.8 Выбор аппаратов защиты линий, устройств релейной защиты и автоматики

Автоматические выключатели (АВ), или автоматы, представляют собой устройства, предназначенные для защиты электрических сетей и оборудования от перегрузок и коротких замыканий, они играют ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы электросетей. Обеспечение защиты низковольтных сетей с помощью АВ регламентировано ПУЭ [15]. Сегодня автоматы широко применяются на промышленных предприятиях и в энергетических системах. Одним из важнейших преимуществ АВ является их способность быстро и эффективно реагировать на перегрузки и короткие замыкания, они срабатывают в течение миллисекунд, что позволяет предотвратить повреждение оборудования и обеспечить безопасность людей. В случае КЗ или перегрузки АВ автоматически отключает питание, предотвращая возможные повреждения и риск возникновения пожара или взрыва. Кроме того, автоматы обладают

высокой точностью и чувствительностью, что позволяет им точно определять уровень напряжения и степень перегрузки. Это делает их незаменимыми в условиях, где требуется точное управление электрическими сетями и оборудованием.

«Выбор автоматических выключателей для защиты КЛ 0,4 кВ производится по условиям:

- по напряжению:

$$U_{ном} > U_c, \quad (59)$$

- по току теплового расцепителя (ТР)» [16]:

$$I_{т.р.} > 1,1 \cdot I_p, \quad (60)$$

Пример выбора АВ для защиты КЛ к ЩРН помещения №1:

$$I_{т.р.} > 1,1 \cdot 47,73 = 52,5 \text{ А.}$$

Выбирается ВА-51-35/63 А. Выбор АВ сведен в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор автоматических выключателей

Участок (РП/ЩРН)	$1,1 \cdot I_p, \text{А}$	Авт. выключатель	Ин.в., А
1	52,5	ВА-51-35	63
2	60,6		
4	24,5	ВА-51-25	25
8	31,7	ВА-51-35	32
9	31,6		
10	19,8	ВА-51-25	20

Продолжение таблицы 7

Участок (РП/ЩРН)	1,1·I _p ,А	Авт. выключатель	И _{н.в.} , А
14	19,8	ВА-51-25	20
15	334,7	ВА-52-39	400
16	468,0		500
ввод РП-1	1043,3		1250
3	40,8	ВА-51-35	50
5	33,2		40
6	278,9	ВА-51-25	320
7	31,5	ВА-51-35	32
11	85,5		100
12	338,1	ВА-52-39	400
13	41,2	ВА-51-35	50
ввод РП-2	849,2	ВА-52-39	1000

Микропроцессорная релейная защита (МПРЗ) является одной из ключевых систем в современной электроэнергетике, обеспечивающей надежное функционирование и безопасность энергосистем, в основе её работы лежит использование микропроцессорных устройств, которые заменяют традиционные релейные аппараты, применяемые для защиты и управления электрическими сетями. МПРЗ активно внедряется в энергетические системы для повышения их надежности и эффективности, благодаря использованию микропроцессоров, эти системы способны быстрее и точнее выявлять и устранять аварийные ситуации, снижая время отключения и минимизируя риск для людей и оборудования. Это особенно важно в условиях высокой плотности энергопотребления и значительных нагрузок на сети. Еще одним преимуществом МПРЗ является её гибкость и адаптивность, современные микропроцессорные устройства могут быть настроены под конкретные условия эксплуатации, что позволяет

оптимизировать их работу в зависимости от текущих потребностей и специфики сети. Это делает МПРЗ не только надежным, но и экономически выгодным решением для предприятий.

Питающая высоковольтная линия 10 кВ и силовые трансформаторы ТП будут защищаться терминалами БМРЗ-101-Д-КЛ-01.

Далее проводится расчет уставок защит.

«Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (61)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,0225 = 0,1125 \text{ кА}$$

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс} , \quad (62)$$

где $I_{р.макс}$ – расчетный ток КЛ, А.

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 45 = 1,388 \cdot 45 = 62,46 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (63)$$

где $k_{cx} = 1$ – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

$$I_{CP} = 62,46 \cdot \frac{1}{50/5} = 6,25 \text{ А}$$

Чувствительность защиты:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (64)$$

$$k_u = \frac{5050}{62,46} = 81 \geq 1,5$$

Защита от замыканий на землю.

Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (65)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (66)$$

где I_{CO} – удельный ёмкостный ток кабеля, А/км;

L – длина линии, км» [6].

$$I_C = 0,55 \cdot 0,402 = 0,2211 \text{ А},$$

$$I_{C.з.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,2211 = 0,6633 \text{ А}.$$

Автоматический ввод резерва (АВР) на шинах 0,4 кВ подстанции выполняется на терминале БМРЗ-107-Д-АВР-20.

«Уставка пускового органа минимального напряжения:

$$U_{C.P} = 0,7 \cdot U_{НОМ}, \quad (67)$$

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

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

Уставка реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на другой секции:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \quad (68)$$

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

Уставка срабатывания реле времени:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \quad (69)$$

где t_1 – время срабатывания автоматических выключателей, с;

Δt – ступень селективности, с» [10].

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

АВР предназначен для предотвращения негативных последствий, связанных с нестабильностью энергосистемы, таких как финансовые убытки, материальный ущерб и снижение уровня безопасности. Принцип работы заключается в постоянном мониторинге параметров напряжения на основном и резервном вводах. «При возникновении проблем с централизованным питанием, например, обесточивании или падении напряжения ниже допустимого, система автоматически отключает потребителя от основной схемы и подключает к резервному источнику питания. При стабилизации сетевого напряжения устройство автоматически переключает нагрузку обратно на основную линию» [10].

Внедрение МПРЗ способствует повышению уровня автоматизации и мониторинга энергосистем, системы удаленного управления и диагностики позволяют оперативно реагировать на возникающие проблемы, что повышает общую стабильность и устойчивость энергосистемы. Внедрение таких технологий открывает новые горизонты для повышения эффективности и надежности энергосистем, что имеет важное значение для развития предприятий.

2.9 Расчет заземления и молниезащиты подстанции

Расчет заземляющего устройства (ЗУ).

«Удельное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (70)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{p6} = 500 \cdot 1,1 = 550 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p2} = 500 \cdot 1,4 = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для вертикальных электродов (ВЭ) используется угловая сталь 50х50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используется полосовая сталь 50х5 мм.

Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{\text{овэ}} = \frac{\rho_{p6}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (71)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр ВЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (72)$$

где b – ширина уголка, м» [14].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м},$$

$$t = 3/2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{овэ}} = \frac{550}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 61,31 \text{ Ом}.$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_n \quad (73)$$

где R_n – максимально допустимое сопротивление ЗУ, Ом.

$$n' = 61,31 / 4 = 15,33 \approx 16 \text{ шт}$$

Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (74)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (75)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания, м» [14].

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (8,76 + 7,65) = 32,82 \text{ м},$$

$$a = 32,82 / 16 = 2,05 \text{ м},$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,05 \cdot 16 = 34,44 \text{ м}.$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{\text{зз}} = \frac{\rho_{\text{пз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (76)$$

где l – длина ГЭ, м;

d – расчетный диаметр ГЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (77)$$

где b – ширина полосы, м.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м},$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м},$$

$$R_{\text{зз}} = \frac{700}{2 \cdot 3,14 \cdot 34,44} \cdot \ln \left(\frac{34,44^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 3,105 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ЗУ:

$$R_{\text{зп}} = \frac{R_{\text{овз}} \cdot R_{\text{зз}}}{R_{\text{овз}} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{\text{зз}} \cdot \eta_2}, \quad (78)$$

где η_6 – коэффициент использования ВЭ;

η_2 – коэффициент использования ГЭ» [14].

$$R_{\text{зп}} = \frac{61,31 \cdot 3,105}{61,31 \cdot 0,49 \cdot 16 + 3,105 \cdot 0,32} = 3,605 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$$

Схема заземляющего устройства подстанции приведена на листе 6 графической части.

Монтаж заземляющего устройства подстанции – важный процесс, обеспечивающий безопасность и надёжность работы электрической системы, ЗУ состоит из вертикальных и горизонтальных заземлителей, которые погружаются в грунт и соединяются между собой сваркой. Вертикальные заземлители погружаются в землю забивкой или вдавливанием, горизонтальный заземлитель закапывается в траншею.. Все соединения в цепях заземлителей выполняются сваркой внахлестку, а места сварки покрываются битумом для предотвращения коррозии, траншея для прокладки заземляющих проводников роется микроэкскаватором. После монтажа ЗУ составляется акт на работы, и на чертежах указываются привязки заземляющих устройств к стационарным ориентирам. Проводится тестирование ЗУ, это включает в себя проверку сопротивления заземления, а также проверку работы защитных устройств. Только после успешного прохождения всех тестов и проверок заземляющее устройство считается готовым к эксплуатации. Таким образом, монтаж ЗУ подстанции – это сложный и ответственный процесс, требующий точного соблюдения всех технических норм и стандартов.

Выбранная подстанция КТПН имеет полностью металлический корпус, соединенный с ЗУ, дополнительные меры по молниезащите, согласно ПУЭ, не требуются [15].

Выводы.

Выполнена разработка мероприятий по модернизации системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ. Старое и изношенное электрооборудование будет заменяться на новое и современное, соответствующее актуальным электрическим нагрузкам по техническим параметрам. Проведен расчет рабочих и аварийных режимом электрической сети, выбраны марки оборудования СЭС. Рассчитано новое заземляющее устройство подстанции.

Заключение

На данный момент собственные нужды 0,4 кВ обеспечиваются питанием электроэнергией от системы электроснабжения с устаревшим и изношенным оборудованием. Регулярные выходы из строя и неправильная работа отдельных единиц оборудования приводят к нарушениям питания электроприемников СН, сбоям в общем технологическом процессе, а также другим материально-техническим издержкам. Дальнейшая эксплуатация СЭС собственных нужд 0,4 кВ вызывает недопустимое повышение рисков аварийных ситуаций, числа нарушений нормальной работы станции и профессиональных рисков для персонала. В цехе собственных нужд освещение помещений выполнено люминесцентными и дуговоротными светильниками, которые имеют низкий коэффициент полезного действия и повышенное потребление ЭЭ, а также неэкологичны в эксплуатации. Силовая сеть питания помещений критически изношена и не соответствует по своим параметрам актуальным и перспективным электрическим нагрузкам, невозможно подключать более мощное оборудование и устанавливать дополнительное. Сопротивление изоляции кабелей недопустимо низкое, что создает угрозу поражения электрическим током для персонала. Очевидна важность и актуальность проведения модернизации.

Приведена общая характеристика системы собственных нужд, выполнен анализ действующей системы электроснабжения, обосновано проведение модернизации. Систематизированы необходимые для разработки мероприятий по модернизации исходные данные. Проведена разработка мероприятий по модернизации системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ. В системе освещения принимаются к установке энергоэффективные светодиодные светильники марок RS-LIP258, PROconnect, 7 Вт, ЛПО2, 20 Вт. КРМ на шинах 0,4 кВ ТП будет производиться двумя автоматическими установками АУКРМ-0,4-45 максимальной мощностью по 45 квар. Для ТП выбраны энергоэффективные

силовые трансформаторы ТМГ33 ХЗК2-630/10/0,4, выбрана комплектная ТП марки 2КТПН-630/10/0,4. Проведен расчет питающей высоковольтной линии, выбраны современные кабели марки АПвП-3·16. Существующая электрическая сеть питания помещений по своей структуре – радиальная, с индивидуальным питанием щитков ЩРН и РП, соответствует всем актуальным технико-эксплуатационным требованиям. Обеспечивается надежное питание и возможность индивидуального отключения всех помещений и РП. Ввиду этого структура распределительной сети не будет меняться, что также упростит проведение модернизации, новые современные кабели марки NYM, с соответствующими актуальным нагрузкам сечениям жил, будут проложены по существующим трассам вместо устаревших и изношенных действующих кабелей. Для защиты линий выбраны автоматические выключатели серии ВА.

Рассчитаны рабочие и аварийные режимы СЭС, выбрано и проверено современное электрооборудование отечественного производства. На питающем фидере 10 кВ будут установлены высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL-10/630, ограничители перенапряжения ОПНп-10, трансформаторы тока ТПЛ-10М-50/5. Вместо изношенной устаревшей ДЭС принимается к установке современная газопоршневая электростанция номинальной мощностью 800 кВт (исходя из расчетной актуальной нагрузки 714,18 кВт) марки KG-800S/К, производства ООО «КАМА-Энергетика». Выбраны современные терминалы микропроцессорной релейной защиты и автоматики серии БМРЗ. Действующее заземляющее устройство подстанции критично повреждено коррозией, что ухудшает его эксплуатационные характеристики и создает профессиональные риски для персонала и угрозы аварийных ситуаций. Рассчитано новое заземляющее устройство подстанции.

Успешная реализация предлагаемых мероприятий по модернизации обеспечит надежную, эффективную и безопасную работу системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ.

Список используемых источников

1. Андрианов Д. П. Оптимизационные задачи электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 156 с.
2. Бирюлин В.И. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
3. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
4. Голов Р. С. Управление энергосбережением на промышленном предприятии : монография. М. : Дашков и К, 2023. 458 с.
5. Головатый С. Е. Охрана окружающей среды и энергосбережение : учебное пособие. Минск : РИПО, 2021. 304 с.
6. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
7. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
8. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
9. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
10. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
11. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
12. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебное пособие. М. : Форум, 2022. 416 с.
13. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.

14. Полуянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. СПб. : Лань, 2023. 396 с.
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
16. Сибикин М. Ю. Справочник электрика по ремонту электрооборудования промышленных предприятий. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 262 с.
17. Фризен В. Э. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий : учебное пособие. – 2-е изд., испр. Екатеринбург : Изд-во Уральского ун-та, 2021. 194 с.
18. Шеховцов В. П. Осветительные установки промышленных и гражданских объектов : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 158 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.