

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 ЦРП 6 кВ морского порта

Обучающийся

М.А. Калининский

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа 44 с., 22 рис., 7 табл.

Ключевые слова: центральный распределительный пункт, электрическая часть, реконструкция, нагрузка, электроэнергия, мощность, оборудование, напряжение, ток.

Актуальность темы обусловлена износом и устареванием электрооборудования (ЭО), несоответствием его параметров актуальным электрическим нагрузкам потребителей.

Объект исследования: ЦРП морского порта.

Предмет исследования: электрооборудование ЦРП.

Цель работы: разработка предложений по реконструкции ЦРП.

Приведена общая характеристика ЦРП, по результатам анализа действующего ЭО обоснована реконструкция. Реконструкция ЦРП 6 кВ морского порта должна быть проведена в ближайшее время в связи с износом ЭО, что создает дополнительные риски аварийности и недоотпуска электроэнергии. Профессиональные риски для обслуживающего, ремонтного и эксплуатационного персонала также недопустимо повышены; кроме того, ЭО технологически устарело, его эксплуатационные характеристики (коммутационный ресурс, время коммутации, точность измерений, уровень защиты от перенапряжений и т.д.) не являются достаточными для современных требований. Параметры действующего ЭО не соответствуют актуальным нагрузкам. Уровень безопасности для электротехнического персонала ЦРП недопустимо понижен. Проанализированы актуальные электрические нагрузки электрической части. По результатам расчетов рабочих и аварийных режимов выбрано современное ЭО и технические решения.

Реализация данных предложений по реконструкции ЦРП обеспечит его надежную и безопасную работу согласно актуальным требованиям.

Содержание

Введение	4
1 Общая характеристика ЦРП, анализ электрической части	5
1.1 Характеристика ЦРП.....	5
1.2 Анализ электрической части.....	5
1.3 Обоснование реконструкции	7
2 Проектирование реконструкции ЦРП.....	8
2.1 Нагрузки потребителей электроэнергии	8
2.2 Определение токов КЗ.....	9
2.3 Выбор оборудования электрической части ЦРП.....	12
2.4 Расчет системы освещения	26
2.5 Реконструкция заземляющего устройства и молниезащиты	29
3 Реконструкция релейной защиты	35
3.1 Защита линий 6 кВ	35
3.2 Обеспечение резерва питания потребителей	38
3.3 Программное обеспечение РЗ.....	40
Заключение	42
Список используемых источников.....	43

Введение

Центральные распределительные пункты (ЦРП) обеспечивают прием электрической энергии от подстанции энергосистемы и ее распределение либо до подстанций меньших классов напряжений, либо конечных потребителей класса напряжения ЦРП. Также в ЦРП находится электрооборудование (ЭО), обеспечивающее коммутационные процессы на приемном и отходящих фидерах ЦРП, оборудование релейной защиты, защиты от перенапряжений, средства мониторинга режимов работы электрической сети. По мере эксплуатации, оборудование электрической части ЦРП изнашивается и устаревает технологически, что снижает общую эксплуатационную надежность, безопасность и другие качества, повышает риски для ремонтно-эксплуатационного персонала и риски недоотпуска электроэнергии, нештатных и аварийных ситуаций. Таким образом, во избежание указанных негативных последствий, проведение своевременной реконструкции является обязательным.

Актуальность темы обусловлена износом и устареванием ЭО, несоответствием его параметров актуальным электрическим нагрузкам потребителей.

Объект исследования: ЦРП морского порта.

Предмет исследования: электрооборудование ЦРП.

Цель работы: разработка предложений по реконструкции ЦРП.

Задачи работы:

- привести общую характеристику ЦРП, выполнить анализ электрической части;
- согласно актуальным нагрузкам и токам короткого замыкания (КЗ) выбрать современное ЭО;
- спроектировать заземляющее устройство и молниезащиту;
- разработать предложения по реконструкции релейной защиты.

1 Общая характеристика ЦРП, анализ электрической части

1.1 Характеристика ЦРП

ЦРП обеспечивает прием электроэнергии от питающей подстанции (ПС) «Портовая» 110/6 кВ, ЦРП питается по двухцепной кабельной линии (КЛ) 6 кВ длиной 2,11 км. Также ЦРП обеспечивает

- распределение электрической энергии по трансформаторным подстанциям (ТП) 6/0,4 кВ морского порта;
- коммутацию отходящих присоединений (КЛ 6 кВ);
- защиту КЛ 6 кВ до ТП морского порта;
- мониторинг режимов работы и состояния системы внешнего электроснабжения порта.

В здании ЦРП находятся: секции ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ) с установленным коммутационным, измерительным и другим электрооборудованием (ЭО); трансформаторы собственных нужд (ТСН); аппаратура релейной защиты (РЗ); аккумуляторная батарея (для аварийного электроснабжения цепей управления, связи и сигнализации); аппаратура связи и телемеханики.

1.2 Анализ электрической части

Электрическая часть ЦРП показана на однолинейной схеме (лист 1 графической части). Фидеры 1,2,3 питают потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения, от них отходят двухцепные КЛ (по одной от каждой секции шин).

На РУ установлено основное ЭО:

- масляные выключатели ВМГ-10;
- разъединители РВ-10;

- ферромагнитные трансформаторы тока (ТТ) ТПЛ-10;
- ферромагнитные трансформаторы напряжения (ТН) НТМИ-6;
- разрядники РВС-6;
- ТСН марки ТМ-160/6;
- КРУ 6 кВ.

«Схема распределительного устройства (РУ) 6 кВ – секционированная выключателем двойная система шин. Общее число присоединений – 11: 9 КЛ до ТП морского порта и два присоединения ТСН.

По предварительной оценке, на перспективу до 2030 года значительного увеличения рабочих токов и токов короткого замыкания (КЗ) не произойдет. Действующее ЭО находится в эксплуатации с 1981 года и имеет критический уровень износа. Технологически устарели:

- масляные выключатели;
- вентильные разрядники;
- ферромагнитные ТТ и ТН;
- ТСН;
- КРУ» [13].

«Необходимо обеспечить надлежащий уровень защиты от перенапряжений и безопасности, для этого на фидерах необходимо установить дополнительные ОПН и разъединители с заземлением. Также установка дополнительных ОПН улучшит условия коммутации при отключении нагрузки выключателями ввиду ограничения токов самоиндукции» [10].

«Остаточный ресурс (ОР) всего ЭО:

$$OP = \frac{T_n - T_\phi}{T_n} \cdot 100, \% , \quad (1)$$

где T_n – паспортный ресурс, лет;

T_ϕ – фактический ресурс, лет» [15].

$$OP = \frac{25 - (2022 - 1981)}{25} \cdot 100 = -64 \% .$$

ЭО критически изношено, в связи с этим значительно повышены риски отказов, аварий и перерывов электроснабжения потребителей.

1.3 Обоснование реконструкции

Реконструкция ЦРП 6 кВ морского порта должна быть проведена в ближайшее время в связи с:

- износом ЭО, что создает дополнительные риски аварийности и недоотпуска электроэнергии. Профессиональные риски для обслуживающего, ремонтного и эксплуатационного персонала также недопустимо повышены;
- ЭО технологически устарело, его эксплуатационные характеристики (коммутационный ресурс, время коммутации, точность измерений, уровень защиты от перенапряжений и т.д.) не являются достаточными для современных требований;
- оборудование электромеханической РЗ также изношено и устарело, требуется установка микропроцессорных устройств релейной защиты (МУРЗ);
- сопротивление заземляющего устройства (ЗУ) превышает допустимое по ПУЭ значение 4 Ом, кроме того ЗУ сильно повреждено коррозией;
- параметры ЭО не соответствуют актуальным нагрузкам;
- уровень безопасности для электротехнического персонала ЦРП недопустимо понижен.

Выводы. Рассмотрена характеристика ЦРП, проанализировано ЭО и его текущее техническое состояние. Обосновано проведение реконструкции ЦРП.

2 Проектирование реконструкции ЦРП

2.1 Нагрузки потребителей электроэнергии

Нормальный режим работы отдельного электроприемника (ЭП) или их группы наиболее полно характеризует график нагрузки [4].

«Анализ электрических нагрузок необходим для выбора по допустимым параметрам электрооборудования ЦРП, так как известные величины максимальных электрических нагрузок в местах установки электрооборудования позволяют определить максимальные мощности, токи и прочие параметры, по которым производятся выбор и проверка электрооборудования. Графики контрольных замеров зимних максимумов нагрузок (по секциям шин и в целом по ЦРП) приведены на рисунке 1» [13].

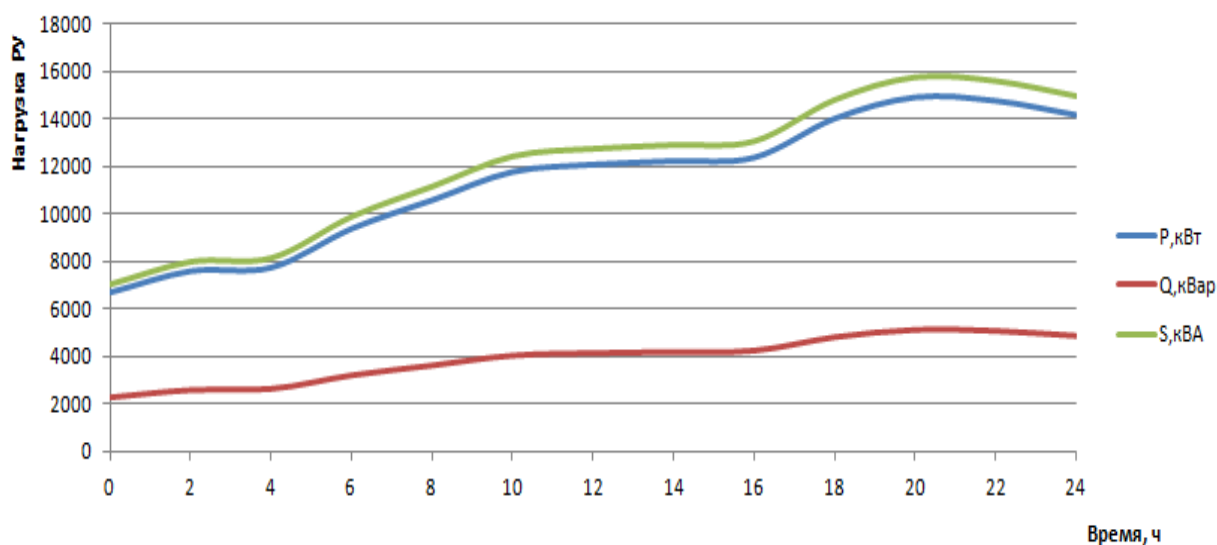


Рисунок 1 – Графики часовой нагрузки РП

Наибольшие нагрузки – в 20.00: 14889 кВт; 5116 квар; 15743 кВА [13]. Согласно данным нагрузкам будут определены максимальные рабочие токи в местах установки нового ЭО.

2.2 Определение токов КЗ

«Результаты расчетов токов КЗ используются для выбора и проверки ЭО, а также расчета уставок РЗ. Расчетная схема токов КЗ приведена на рисунке 2.

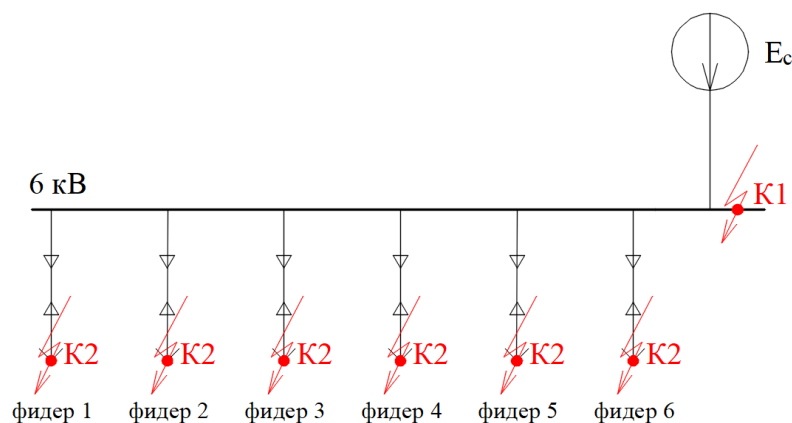


Рисунок 2 – Расчетная схема токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке 3» [9].

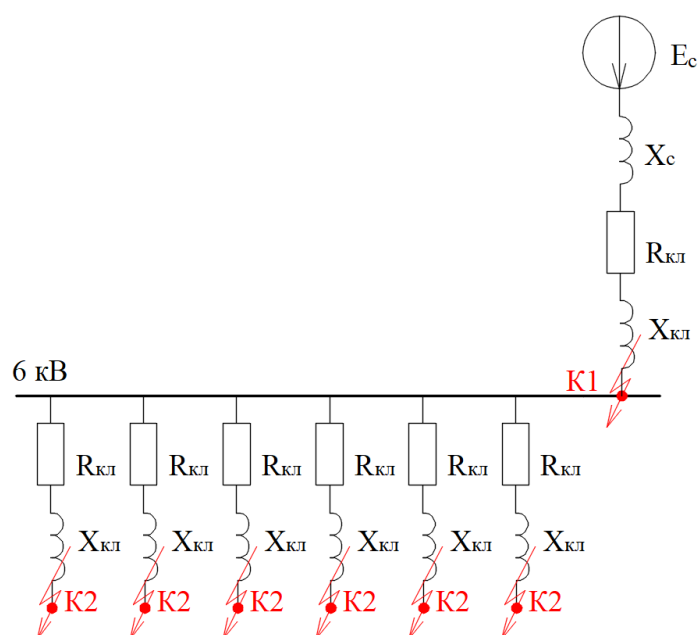


Рисунок 3 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (2)$$

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3)$$

где T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (4)$$

Действующее значение:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (5)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (6)$$

Аperiodическая составляющая:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (7)$$

где τ – наименьшее время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB}, \quad (8)$$

где $t_{з\min}$ – наименьшее время срабатывания РЗ, с;

t_{CB} – время отключения выключателя, с.

Полный ток КЗ:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'', \quad (9)$$

«Сопротивление питающей энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{\delta}^2}{S_K}, \quad (10)$$

где S_K – мощность КЗ на шинах ЦРП, 87,2 МВА» [13].

$$X_C = 6,3^2 / 87,2 = 0,455 \text{ Ом.}$$

Пример расчета (точка К1), по (2-9):

$$I_{K1}'' = 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 0,455) = 6,1 \text{ кА,}$$

$$K_{Y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,54,$$

$$i_{Y1} = \sqrt{2} \cdot 1,54 \cdot 6,1 = 13,28 \text{ кА,}$$

$$I_{Y1} = 13,28 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,54 - 1)^2} = 9,34 \text{ кА,}$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 6,1 = 5,28 \text{ кА,}$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с,}$$

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 6,1 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,04}} = 1,74 \text{ кА,}$$

$$I_{n1} = 6,1 + 1,74 = 7,84 \text{ кА.}$$

В точках К2 токи КЗ определяются для расчета уставок РЗ, результаты – в таблице 1.

Таблица 1 – Токи КЗ

Фидер 6 кВ, №	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА
1-1, 1-2	5,65	4,89
2-1, 2-2	5,63	4,88
3-1, 3-2	5,55	4,81
4	4,21	3,64
5	4,27	3,70
6	4,20	3,64

Результаты расчетов будут учтены при выборе ЭО.

2.3 Выбор оборудования электрической части ЦРП

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб},$$

$$I_{ном} \geq I_{раб},$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к},$$

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

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{np.c} \geq i_y,$$

где $i_{np.c}$ – предельный сквозной ток КЗ, кА.

$$I_m^2 t_m \geq B_k,$$

где I_m – предельный ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ, кА²·с.

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (11)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{p.z.} + t_{откл.B} \quad (12)$$

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

$t_{откл.B}$ – время отключения выключателя, с» [2].

«Для секционной переемычки и шин ЦРП максимальный рабочий ток составляет 1514,9 А (по результатам замеров зимних максимумов нагрузок). Для фидеров 6 кВ – 611,6 А» [13].

Выбираем выключатели ВВ/TEL-10/1600(630), проверка в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}$, кВ	10	6
$I_{ном}$, А	1600(630)	1514.9(611.6)
$I_{н.откл.}$, кА	40	6,1
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА ² ·с	4800	111,5
$i_{дин}$, кА	100	13,28

Внешний вид выключателя – на рисунке 4.



Рисунок 4 – Внешний вид ВВ/TEL-10

«Замена масляных выключателей на вакуумные значительно повысит надежность электроснабжения потребителей, повысит безопасность эксплуатации ЦРП, снизит технико-эксплуатационные расходы на ремонт и обслуживание» [5].

Широкое применение вакуумных выключателей на рабочее напряжение 10-35 кВ обусловлено высокими эксплуатационными показателями и выпуском отечественной промышленностью в широкой номенклатуре [12].

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.мах.},$$

$$I_{\text{мер.}}^2 \cdot t_{\text{мер.}} \geq B_{\text{к}},$$

$$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у.}}$$

Принимаются разъединители РВ-10/1600, проверка в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10	6
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1600	1514,9
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3600	111,5
$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	80	13,28

Внешний вид разъединителя – на рисунке 5.

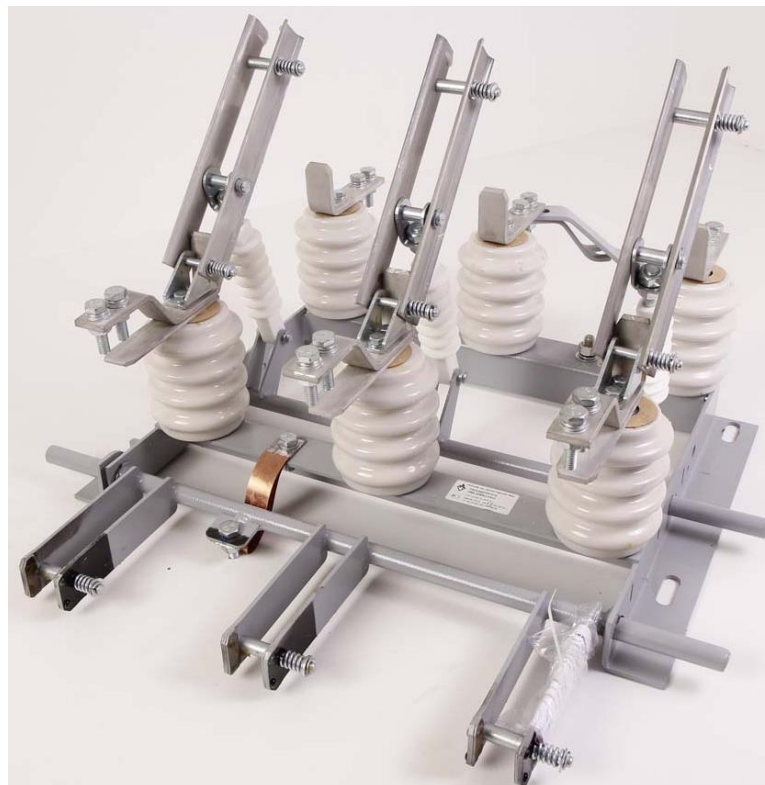


Рисунок 5 – Внешний вид РВ-10

Принимаются ОПН-6, проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$, кВ	6	6
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$, кА ² ·с	3200	111,5
$i_{\text{дин}}$, кА	81	13,28

Внешний вид ОПН – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Внешний вид ОПН

«Принцип действия ОПН на металлооксидных сопротивлениях основан на использовании нелинейной вольтамперной характеристики оксида цинка. При приложении к ОПН номинального напряжения ток через него носит емкостной характер и очень мал, при возникновении перенапряжений ток через него лавинообразно растет и может достигнуть нескольких тысяч ампер. После прохождения импульса тока, обусловленным ростом напряжения на ОПН, его изоляция восстанавливается, и ток через него вновь возвращается до

номинальных десятков микроампер. Графики изменения тока и напряжения на ОПН при повышении воздействующего напряжения показаны на рисунке 7.

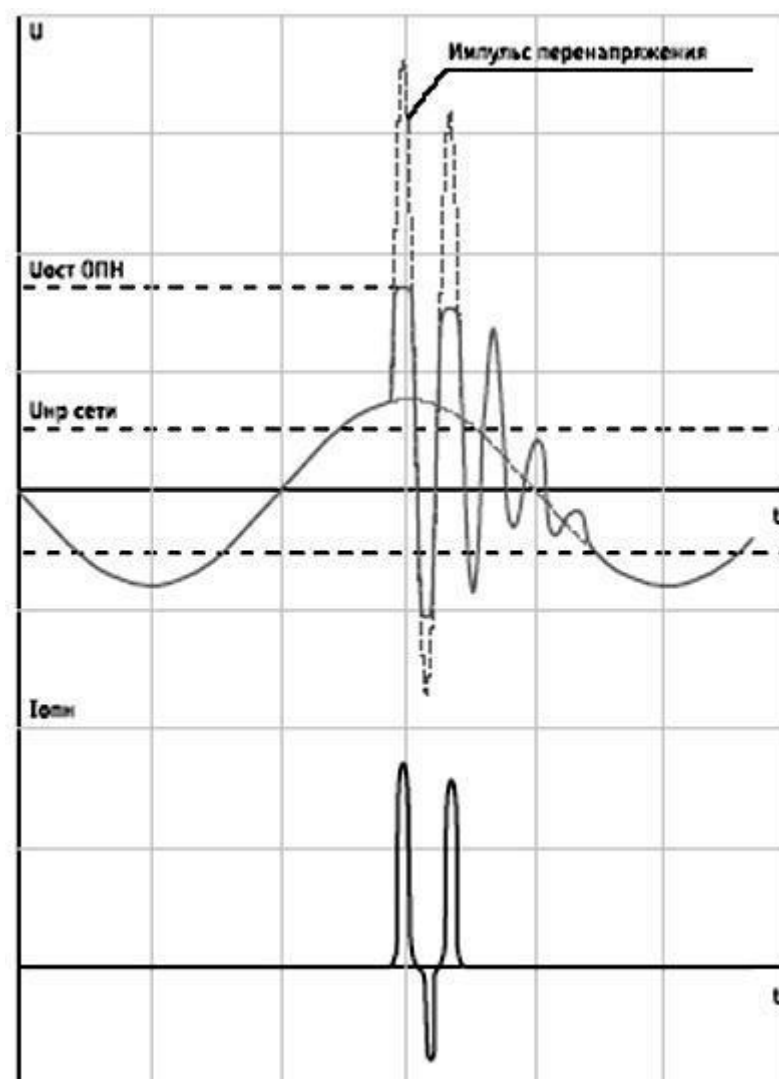


Рисунок 7 – Графики изменения тока и напряжения на ОПН

Вентильные разрядники, как правило, применявшиеся ранее для защиты от перенапряжений в районных и распределительных сетях заменяют ОПН. Не имея искровых промежутков, ОПН более эффективно защищают электрооборудование от всех видов перенапряжений, которые могут возникнуть в электрических сетях.

Преимущества ОПН:

- простота конструкции и высокая надежность;

- по сравнению с разрядниками, более глубокое ограничение перенапряжения;
- стойкость к внешнему загрязнению изоляционного корпуса;
- способность ограничивать внутренние перенапряжения;
- большая взрывобезопасность у ограничителей перенапряжения с полимерным корпусом;
- меньшие габариты и масса, чем у разрядников» [6].

Устаревшие и изношенные ферромагнитные ТТ и ТН предлагается заменить на новые современные электронно-оптические (ОТТ и ОТН) производства АО «ПРОФОТЕК».

«Согласно Постановлению Правительства РФ от 19.06.2020 № 890 (О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии), необходимо обеспечивать точный цифровой учет и мониторинг электропотребления, что затруднительно, и иногда и невозможно при использовании классических ферромагнитных измерительных трансформаторов. Кроме того, современные терминалы релейной защиты и автоматики требуют высокой точности показаний от измерительных трансформаторов для обеспечения надлежащей селективности и точности работы, при этом отдельной проблемой является насыщение магнитопроводов трансформаторов тока (ТТ) при перегрузках и коротких замыканиях в первичной цепи. Применение оптических трансформаторов тока (ОТТ) и напряжения (ОТН) позволяет решить наиболее актуальные при использовании классических измерительных трансформаторов, кроме того ОТТ и ОТН имеют лучшие технико-эксплуатационные показатели и ряд уникальных особенностей, недоступных классическим ТТ и ТН.

Ключевые недостатки традиционных измерительных трансформаторов показаны на рисунке 8.



Рисунок 8 – Ключевые недостатки традиционных измерительных трансформаторов

Применение оптических измерительных трансформаторов позволяет исключить или минимизировать указанные недостатки. Структурная схема ОТТ показана на рисунке 9.

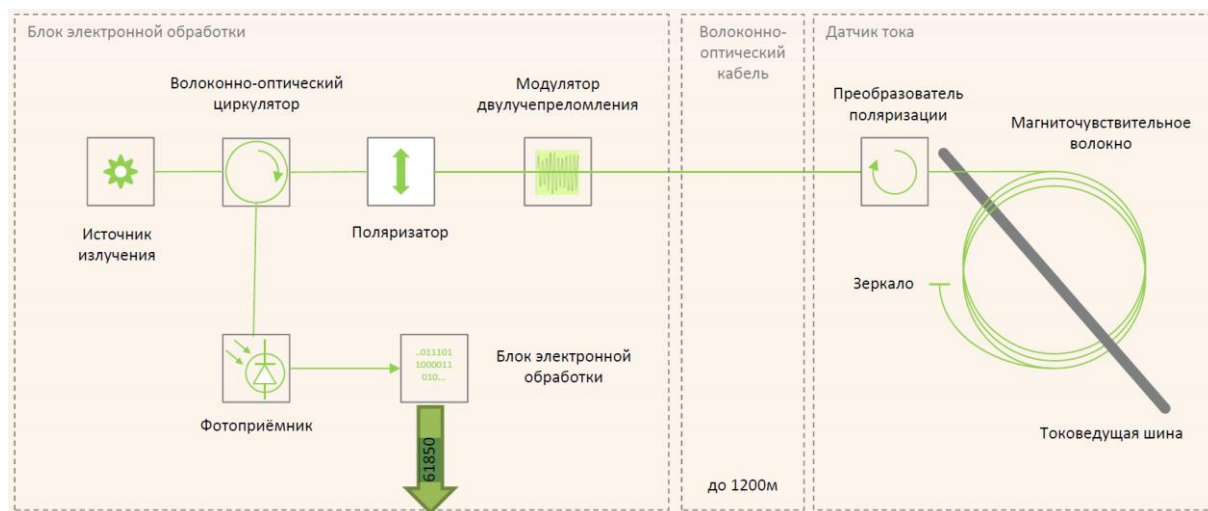


Рисунок 9 – Структурная схема ОТТ

Конструкция ОТТ с гибким чувствительным элементом (ЧЭ) показана на рисунке 10.

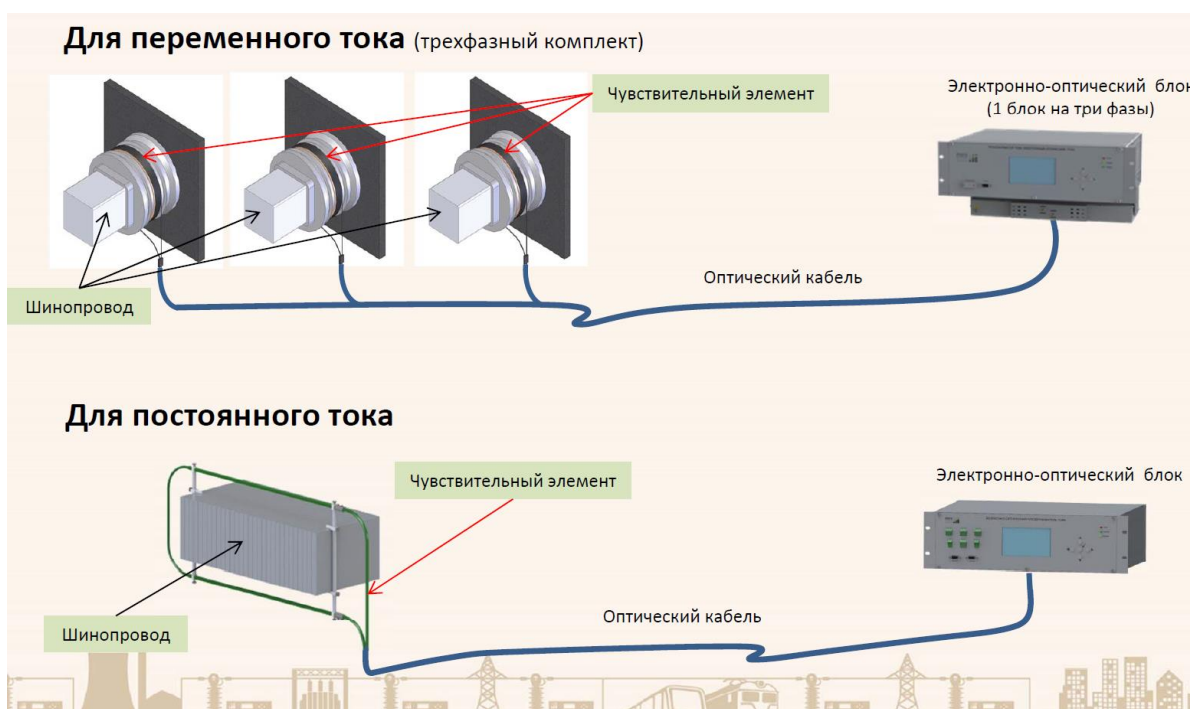


Рисунок 10 – Конструкция ОТТ с гибким чувствительным элементом

Отсутствие магнитопровода позволяет исключить нежелательное явление феррорезонанса, характерное для традиционных ТТ и ТН» [17].

Принимаются ТТ марки ТТЭО-10.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.},$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.макс.},$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (13)$$

где $k_{тер.}$ – кратность термической стойкости;

I_{1H} – номинальный ток ТТ, кА.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = \kappa_{эд.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1H} \geq i_y, \quad (14)$$

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

Проверка выбранных ТТ:

$$\begin{aligned} U_{н.ант.} &= 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ}, \\ I_{1н.} &= 2000(100...800) \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 1514,9(96,8...611,6) \text{ А}, \\ (310 \cdot 0,1)^2 \cdot 3 &= 2883 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 111,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\ 400 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,1 &= 56,56 \text{ кА} > 13,28 \text{ кА}. \end{aligned}$$

«Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.}, \quad (15)$$

где $Z_{приб.}$ – сопротивление приборов, Ом;

$Z_{пров.}$ – сопротивление проводов, Ом;

$Z_{конт.}$ – сопротивление контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{s_{пров.}}, \quad (16)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

$s_{пров.}$ – сечение, мм².

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (17)$$

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

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

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

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

Погрешность ТТ составит менее 10% [19].

Внешний вид ТТ – на рисунке 11.

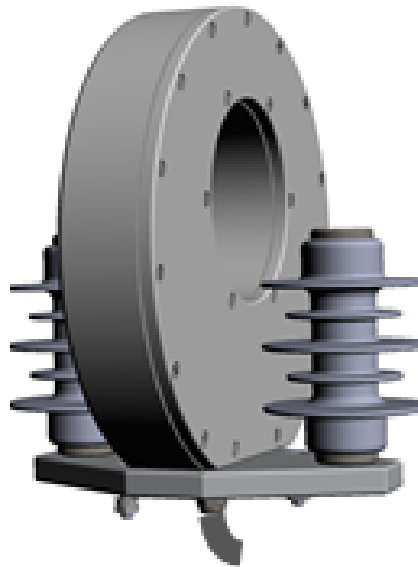


Рисунок 11 – Внешний вид ТТ

Принимаются ТН марки ТНЭО-6.

Обеспечивая точное измерение изменений угла преломления и поляризации проходящей через ячейку Погкельса световой волны путем дополнительной компенсации различных погрешностей (в БЭО), ОТН

выполняет эффективное и точное преобразование величины первичного напряжения в пригодный и удобный для измерений и нужд РЗ.

Конструкция ОТН показана на рисунке 12.

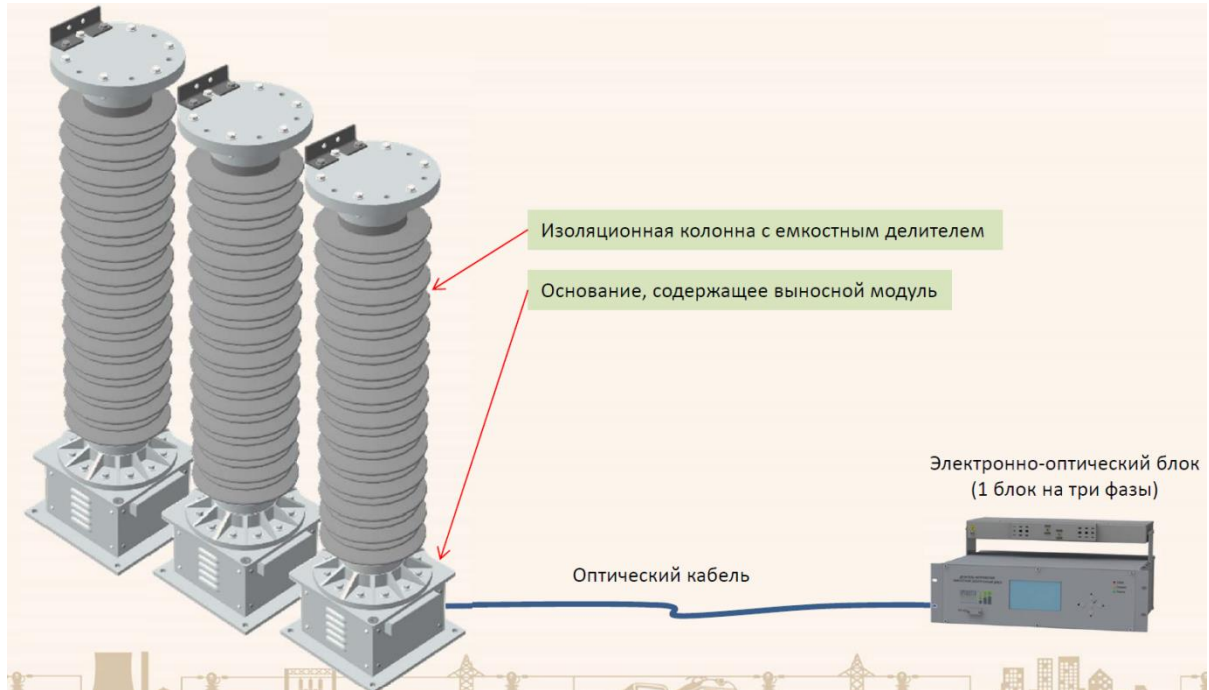


Рисунок 12 – Конструкция оптического ТН

Модульная конструкция и отдельный БЭО обеспечивают максимальную совместимость с современным электрооборудованием благодаря единому потоку данных МЭК 61850 9 2 LE. Отсутствие магнитопровода позволяет исключить нежелательное явление феррорезонанса, характерное для традиционных ТТ и ТН» [20].

«Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma},$$

$$U_{н.ап.} = 6 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 6 \text{ кВ},$$

$$S_{ном} = 200 \text{ В} \cdot \text{А} \geq S_{2\Sigma} = 43 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Принципы действия ОТТ и ОТН предполагают получение первичных данных в цифровом формате, что обеспечивает повышенную точность измерений. Современные ОТТ и ОТН имеют встроенные средства самодиагностики с цифровой передачей данных о текущем состоянии аппаратов. Это позволяет обеспечить повышенную надежность системы электроснабжения, снизить общие расходы на диагностику технического состояния» [20].

Актуальная нагрузка СН составляет 117,2 кВА [13].

Принимается два энергосберегающих ТСН марки ТМГ12-100/6, внешний вид – на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид ТСН

«Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{117,2}{100} = 1,17 < 1,4 .$$

Перегрузка будет менее допустимой 40 %» [3].

Выбираются современные КРУ К-204 ЭП, внешний вид изображен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид КРУ

2.4 Расчет системы освещения

«Нормативная освещенность сведена в таблицу 5.

Таблица 5 – Нормативная освещенность

Помещения	Е _{нор} , лк
Основной участок	200
Аккумуляторная	300

Условия электроопасности и окружающей среды сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Условия электробезопасности и окружающей среды

Помещения	Электроопасность	Среда
Основной участок	Особо опасное	Нормальная
Аккумуляторная		

Расчет освещения необходимо провести методом коэффициента использования светового потока» [13].

Расчет для основного участка.

«Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)}, \quad (18)$$

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

$$i = \frac{12,3 \cdot 5,3}{4 \cdot (12,3 + 5,3)} = 0,926.$$

Требуемый световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{K_u}, \quad (19)$$

где E – нормируемая освещенность, лк;

K_3 – коэффициент запаса;

Z – коэффициент минимальной освещенности;

K_u – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{200 \cdot 95,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,71} = 30433,9 \text{ лм.}$$

Количество светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (20)$$

где Φ_c – световой поток одного светильника, лм» [16].

Применяем светильники NT-PROM-48 Ex.

$$N = \frac{30433,9}{5350} = 5,7 \approx 6 \text{ шт.}$$

Для аккумуляторной, по (18-20):

$$i = \frac{1,01 \cdot 0,95}{4 \cdot (1,01 + 0,95)} = 0,122,$$

$$\Phi = \frac{300 \cdot 0,96 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,367} = 7293,6 \text{ лм,}$$

$$N = \frac{6293,6}{5350} = 1,15 \approx 2 \text{ шт.}$$

«Для аварийного освещения применяем светильники АВАР RILUX 18 Вт» [10]. План системы освещения – на рисунке 15.

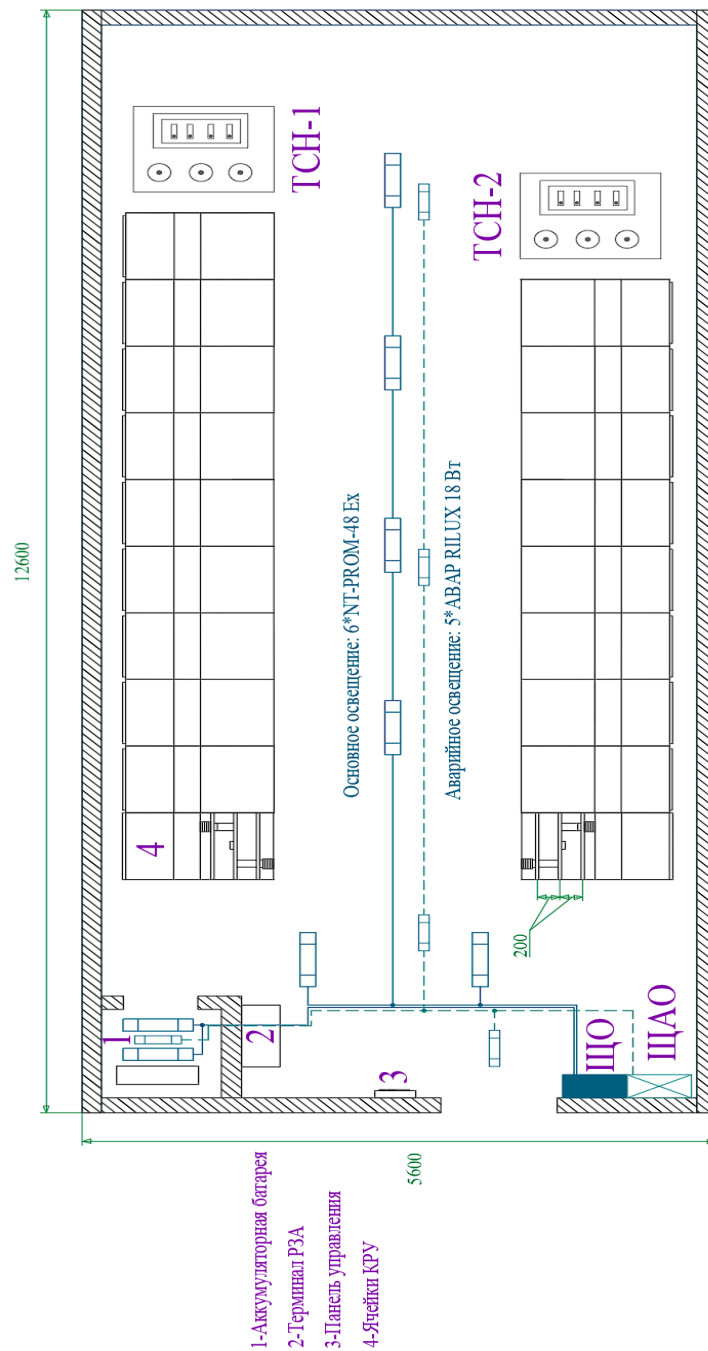


Рисунок 15 – План системы освещения

2.5 Реконструкция заземляющего устройства и молниезащиты

«Удельное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (21)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

K_c – коэффициент сезонности.

$$\rho_{pв} = 150 \cdot 1,1 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{pг} = 150 \cdot 1,4 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм» [7].

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right], \quad (22)$$

где l – длина ВЭ, м;

d – приведенный диаметр ВЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (23)$$

где b – ширина уголка, м» [10].

Для одного ВЭ, по (22,23):

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м},$$

$$R_{\text{овз}} = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 42,69 \text{ Ом}.$$

«Длина ГЭ:

$$l_z = 1,05 \cdot a \cdot n', \quad (25)$$

где a – расчетное расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n', \quad (26)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр контура заземления, м» [10].

Периметр контура заземления определяется из периметра здания, с учетом расстояния 1 метр от стен до ГЭ.

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (12,6 + 2 + 5,6 + 2) = 44,4 \text{ м},$$

$$a = 44,4 / 12 = 3,7 \text{ м},$$

$$l_z = 1,05 \cdot 3,7 \cdot 12 = 46,62 \text{ м}.$$

Фактическое расстояние между ВЭ определяется путем равномерного их расположения по длине, вдоль соответствующих сторон здания:

$$a_{\phi 1} = (12,6 + 2) / 4 = 3,65 \text{ м},$$

$$a_{\phi 2} = (5,6 + 2) / 2 = 3,8 \text{ м}.$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{z3} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right), \quad (27)$$

где l – длина ГЭ, м;

d – расчетный диаметр ГЭ, м;

t – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (28)$$

где b – ширина полосы, м» [10].

Схема ЗУ – на рисунке 16.

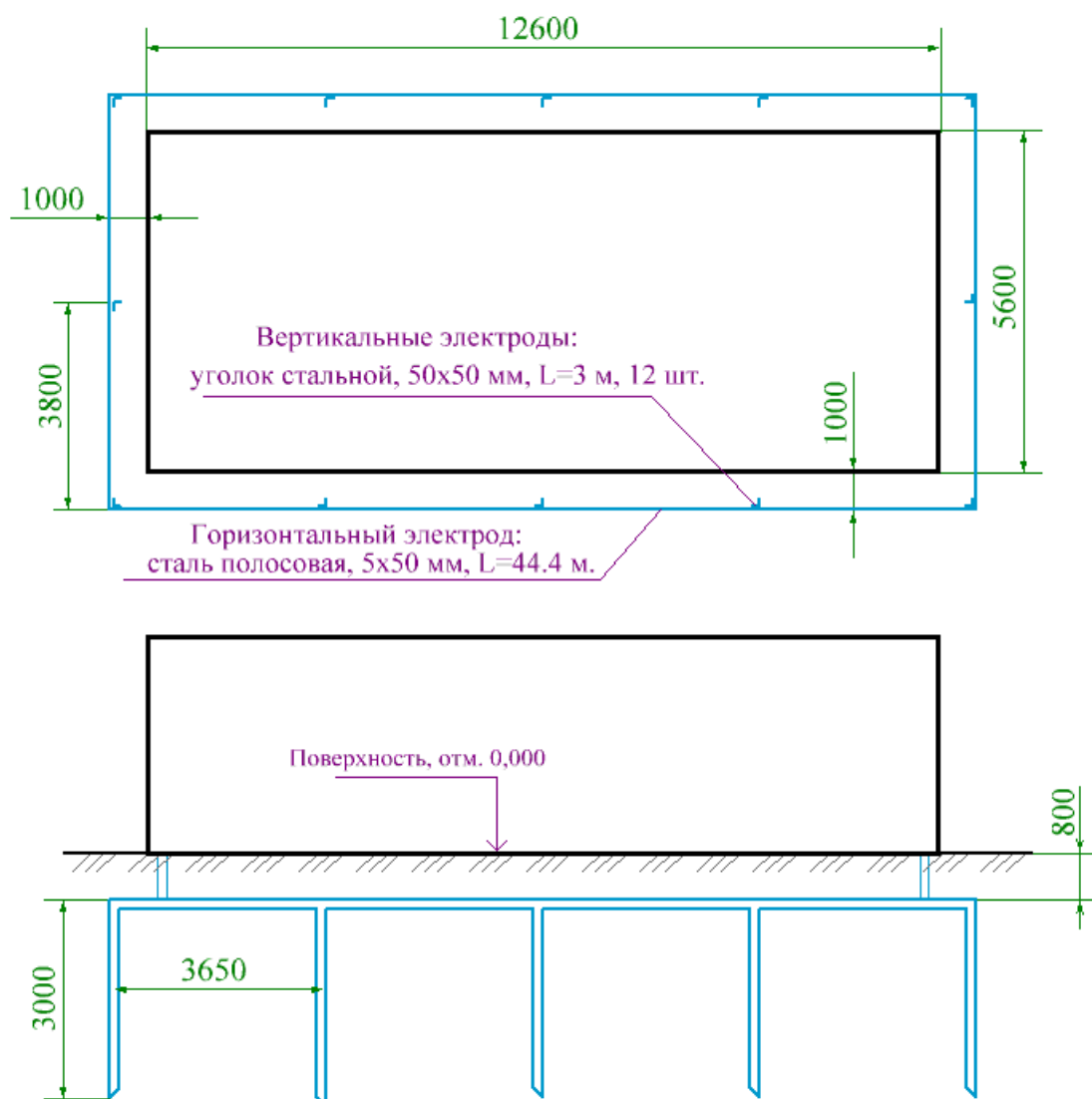


Рисунок 16 – Схема заземления

Для ГЭ, по (27,28):

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

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

$$R_{z3} = \frac{210}{2 \cdot 3,14 \cdot 46,62} \cdot \ln \left(\frac{46,62^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 8,29 \text{ Ом}.$$

«Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{огз} \cdot R_{z3}}{R_{огз} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{z3} \cdot \eta_2}, \quad (29)$$

где η_6 – коэффициент использования ВЭ;

η_2 – коэффициент использования ГЭ.

$$R_{zp} = \frac{42,69 \cdot 8,29}{42,69 \cdot 0,51 \cdot 12 + 8,29 \cdot 0,3} = 1,34 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}.$$

«Исходя из небольшой относительной длины здания, принимаем тип молниезащиты: одиночный стержневой молниеотвод (МО) на крыше здания, в геометрическом центре защищаемой площади.

Так как МО будет установлен на крыше здания, то в данном случае достаточно рассчитать зону защиты на уровне крыши.

Радиус конуса защиты:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (30)$$

где h – высота МО, м.

Высота конуса защиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (31)$$

где h – высота МО, м.

Высоту МО подбираем эмпирически, так, чтобы обеспечивалась защищенность объекта:

$$\sqrt{(A/2)^2 + (B/2)^2} < r_0, \quad (32)$$

где A – длина здания, м;

B – ширина здания, м.

Радиус конуса защиты, по (30):

$$r_0 = 1,2 \cdot 6 = 7,2 \text{ м.}$$

Высота конуса защиты, по (31)» [11]:

$$h_0 = 0,85 \cdot 6 = 5,1 \text{ м.}$$

Проверка зоны защиты, по (32):

$$\sqrt{(12,6/2)^2 + (5,6/2)^2} < 7,2,$$

$$\sqrt{(6,3)^2 + (2,8)^2} < 7,2,$$

$$6,89 \text{ м} < 7,2 \text{ м.}$$

Защита обеспечивается.

Схема молниезащиты – на рисунке 17.

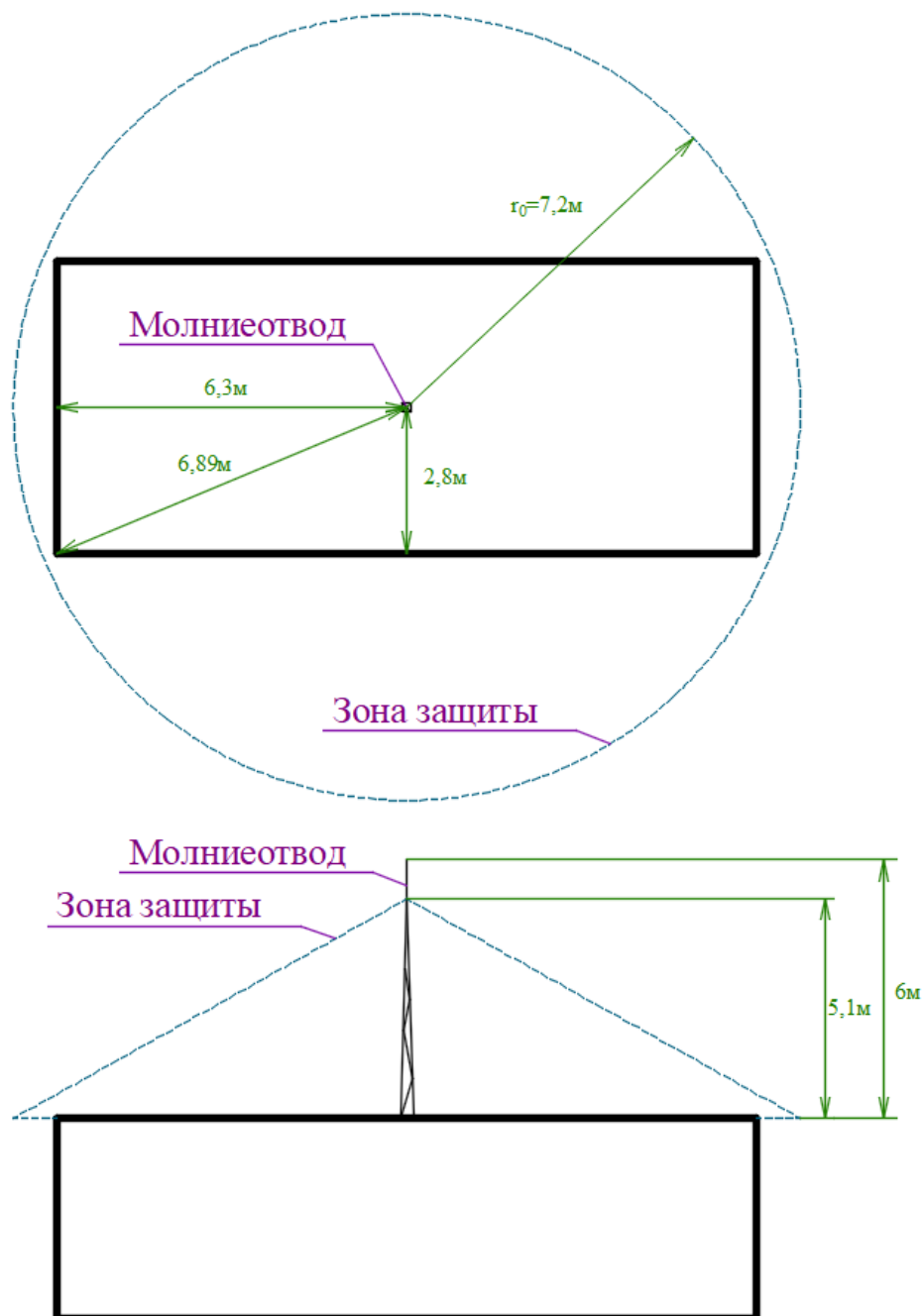


Рисунок 17 – Схема молниезащиты

Выводы. Для замены устаревшего и изношенного ЭО выбрано новое и современное, что обеспечит надежную работу электрической части ЦРП и ее безопасную эксплуатацию. Выбранное ЭО проверено по рабочим и аварийным режимам. Рассчитан новый контур заземления ЦРП и система молниезащиты. С соответствующими нормативно-техническими документами, используемые при расчетах, возможно ознакомится в [18].

3 Реконструкция релейной защиты

3.1 Защита линий 6 кВ

«Защиту КЛ 6 кВ будут обеспечивать МУРЗ Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 18.



Рисунок 18 – МУРЗ Сириус-2Л-02

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \tag{33}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (34)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (35)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности защиты» [1]:

$$k_u = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (36)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{отс} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (37)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L , \quad (38)$$

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

L – длина линии, км» [1].

Для фидеров 1-1 и 1-2 по (33-38):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,21 = 1,03 \text{ кА},$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 411,2 = 570,8 \text{ А},$$

$$I_{CP} = 570,8 \cdot \frac{1}{50/5} = 5,7 \text{ А},$$

$$k_v = \frac{4889}{570,8} = 8,6 \geq 1,5.$$

$$I_C = 1,18 \cdot 0,911 = 1,1 \text{ А},$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,1 = 3,2 \text{ А}.$$

Результаты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Уставки РЗ фидеров

Фидеры, №	Исз ТО, кА	Исз МТЗ, А	Кч МТЗ	Исз ЗНЗ, А
1-1, 1-2	1,03	570,8	8,6	3,2
2-1, 2-2	0,88	487,0	10,0	2,4
3-1, 3-2	1,53	849,0	5,7	9,4
4	0,66	182,4	20,0	3,6
5	0,48	134,4	27,5	3,4
6	0,50	137,7	26,4	3,7

Обеспечение резерва питания потребителей будет выполнено установкой устройства автоматического ввода резерва (АВР) на шинах 6 кВ.

3.2 Обеспечение резерва питания потребителей

«Лицевая панель терминала Сириус-АВР – на рисунке 19.



Рисунок 19 – Лицевая панель Сириус-АВР

Уставки АВР по напряжению.

Первая уставка:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ} \cdot \quad (39)$$

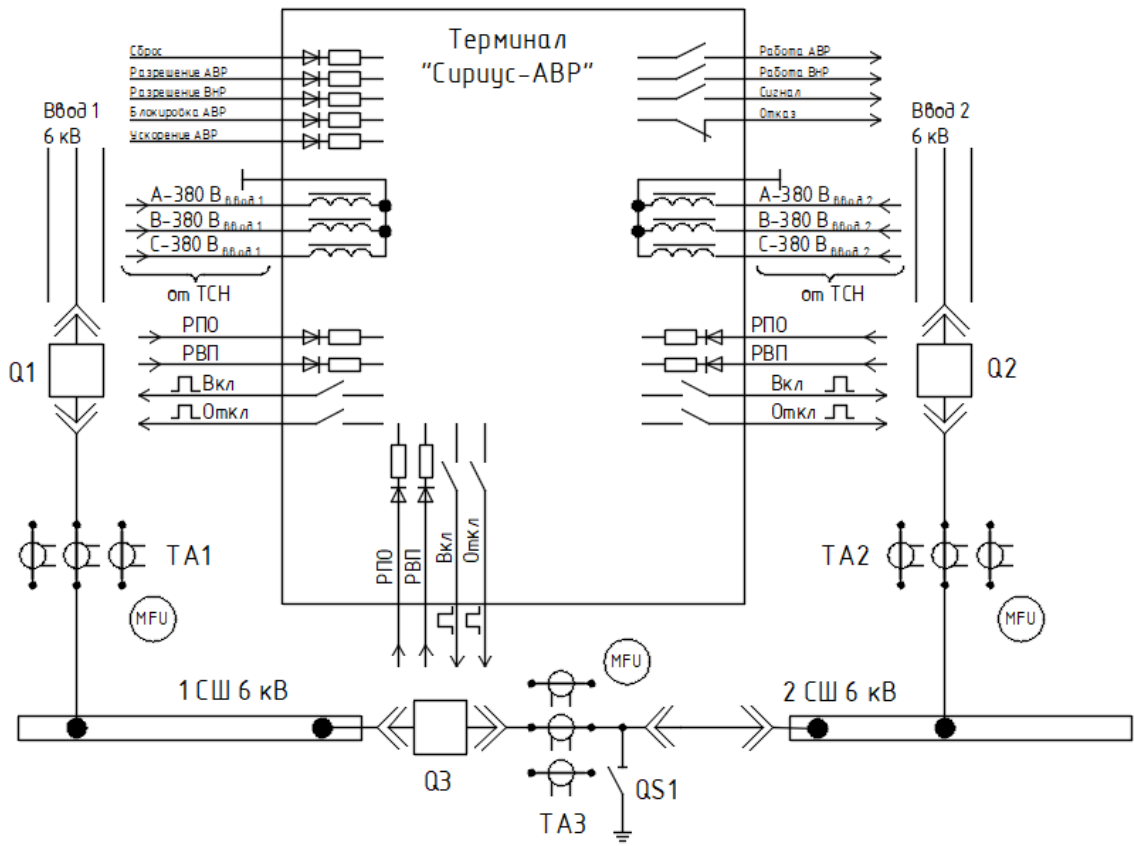
$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ} \cdot$$

Вторая уставка:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \cdot \quad (40)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 10,5 = 7,4 \text{ кВ} \cdot$$

Схема АВР – на рисунке 20.



Зона	Поз. обозн.	Обозначение	Кол.	Примечание
		Высоковольтные выключатели		
	Q1..Q3	ВВ/TEL-10/1600	3	
		Трансформаторы тока		
	TA1..TA3	ТТЭ0-10/2000	3	
		Разъединитель		
	QS1	РВ-10/400	1	

Рисунок 20 – Схема АВР

Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (41)$$

где $t_{C3.макс}$ – максимальное время АВР, 9 с;

Δt – выдержка для селективности, с.

Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (42)$$

где t_{CB} – время включения выключателя, с;

$t_{зан}$ – запас времени, 0,4 с» [1].

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с},$$

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}.$$

Предлагаемая к установке микропроцессорная РЗ обеспечивает настройку, управление и мониторинг режимов работы с помощью специализированного программного обеспечения (ПО).

3.3 Программное обеспечение РЗ

«Уставки РЗ задаются программно.

Поставщиком терминалов РЗ также предоставляется специализированное ПО. На рисунке 21 показано главное окно ПО Старт-3.

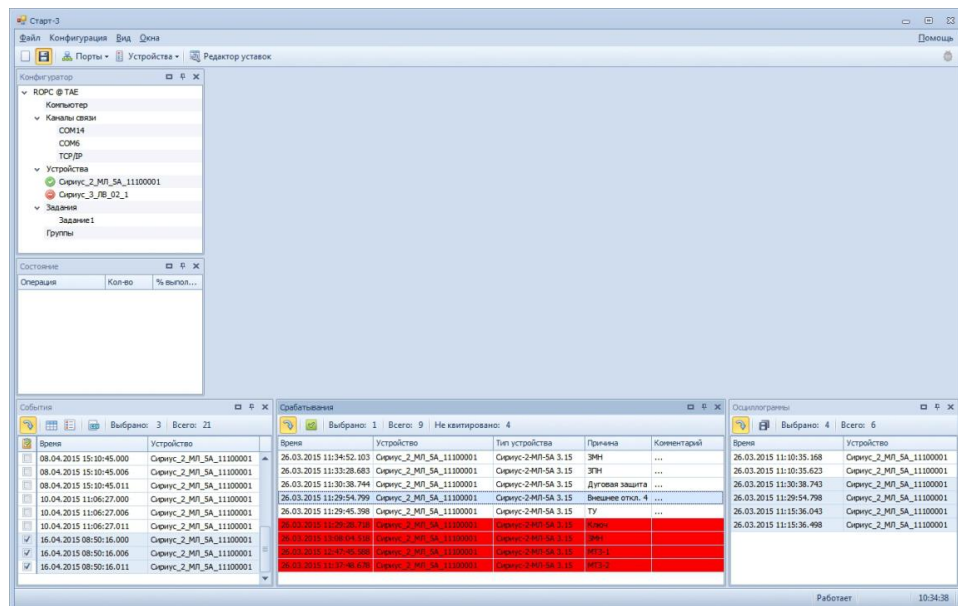


Рисунок 21 – Главное окно ПО Старт-3

Заключение

Разработаны предложения по реконструкции ЦРП 6 кВ морского порта. Актуальность разработки обусловлена критическим износом и устареванием основной части ЭО.

По результатам выполнения работы решены задачи:

- приведена общая характеристика ЦРП, по результатам анализа действующего ЭО обоснована реконструкция. Реконструкция ЦРП 6 кВ морского порта должна быть проведена в ближайшее время в связи с износом ЭО, что создает дополнительные риски аварийности и недоотпуска электроэнергии. Профессиональные риски для обслуживающего, ремонтного и эксплуатационного персонала также недопустимо повышены; кроме того, ЭО технологически устарело, его эксплуатационные характеристики (коммутационный ресурс, время коммутации, точность измерений, уровень защиты от перенапряжений и т.д.) не являются достаточными для современных требований. Параметры действующего ЭО не соответствуют актуальным нагрузкам. Оборудование электромеханической РЗ также изношено и устарело, требуется установка современных МУРЗ; сопротивление действующего ЗУ превышает допустимое по ПУЭ значение 4 Ом, кроме того ЗУ сильно повреждено коррозией. Уровень безопасности для электротехнического персонала ЦРП недопустимо понижен;
- проанализированы актуальные электрические нагрузки электрической части, по результатам расчетов рабочих и аварийных режимов выбрано современное ЭО;
- спроектированы новые ЗУ и молниезащита;
- рассчитана РЗ на основе современных терминалов серии Сириус.

Реализация данных предложений по реконструкции ЦРП обеспечит его надежную и безопасную работу согласно актуальным требованиям.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В. М.: Лань, 2019. 416 с.
3. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам. М.: Энергоатомиздат, 2020. 337 с.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. М.: МЭИ, 2018. 412 с.
5. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Academia, 2019. 352 с.
6. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. - М.: Додэка XXI, 2018. 336 с.
7. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. М.: Энергия, 2019. 376 с.
8. ПУЭ, издание 7. М.: Энергия, 2022. 648 с.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М.: Энергия, 2018. 69 с.
10. Сибикин Ю. Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: Учебное пособие. М.: РадиоСофт, 2019. 328 с.
11. Смирнов А. Д., Антипов К. М. Справочная книжка энергетика. М.: Энергия, 2018. 553 с.
12. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ: Учебное пособие. Хабаровск, 2020. 205 с.
13. Техническая документация: реконструкция ЦРП 6 кВ морского порта, 2022. 98 с.
14. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.
15. Хорольский В.Я. Надежность электроснабжения. М.: Лань, 2019. 128 с.

16. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Лань, 2020. 216 с.

17. Школа электрика. Сайт. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 29.10.2022).

18. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 29.10.2022).

19. Электро-клуб. Сайт. [Электронный ресурс]. – <https://elektro-optom.ru/> (дата обращения: 28.10.2022).

20. Энергосистемы. Сайт. [Электронный ресурс]. – <https://energy-systems.ru/> (дата обращения: 30.10.2022).