

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 главной понизительной подстанции 110/10 кВ
нефтеперерабатывающей станции №1 Ноябрьского УМН

Обучающийся

А.Н. Терешин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М. Н. Третьякова

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

Тольятти 2023

Аннотация

Выпускная квалифицированная работа состоит из 47 страниц, 10 рисунков, 8 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: главная понизительная подстанция, реконструкция, электрооборудование, электрическая часть, релейная защита, заземление.

Актуальность темы: электрическая часть главной понизительной подстанции нефтеперерабатывающей станции №1 Ноябрьского УМН нуждается в реконструкции ввиду устаревания и износа электрооборудования, а также необходимости подключения дополнительных нагрузок.

Объект исследования: главная понизительная подстанция

Предмет исследования: электрическая часть ГПП.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части ГПП для надежного электроснабжения потребителей.

Рассмотрены характеристики подстанции и электрических нагрузок. Обоснована реконструкция электрической части подстанции. Проведена разработка мероприятий по реконструкции силового оборудования электрической части подстанции, реконструкции релейной защиты. Проведена технико-экономическая оценка мероприятий по реконструкции.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика подстанции и электрических нагрузок. Обоснование реконструкции.	6
2 Разработка мероприятий по реконструкции силового оборудования электрической части подстанции	9
2.1 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов	9
2.2 Расчет токов КЗ	11
2.3 Выбор оборудования электрической части.....	15
3 Разработка мероприятий по реконструкции релейной защиты	27
4 Расчет заземляющего устройства	37
5 Технико-экономическая оценка мероприятий по реконструкции подстанции	40
Заключение	44
Список используемых источников.....	46

Введение

Главные понизительные подстанции (ГПП) – это критически важные объекты электроэнергетики, которые служат для приема и распределения электроэнергии высокого напряжения с целью ее дальнейшей поставки потребителям. Они играют ключевую роль в обеспечении надежного и бесперебойного электроснабжения городов, промышленных предприятий, транспортных систем и других объектов инфраструктуры.

Основные функции главных понизительных подстанций включают:

- прием электроэнергии от высоковольтных линий электропередачи;
- преобразование высокого напряжения в более низкое напряжение для распределения;
- контроль и управление параметрами электроэнергии (напряжение, частота, ток);
- защита от перегрузок, коротких замыканий и других аварийных ситуаций;
- взаимодействие с другими подстанциями и объектами электроэнергетики;
- обеспечение быстрого реагирования и восстановления электроснабжения после аварий и сбоев;
- учет и контроль потребления электроэнергии.

Очевидно, что ГПП являются важными объектами и их реконструкция должна проводиться своевременно.

Реконструкция ГПП – это комплекс мероприятий, направленных на модернизацию, улучшение технических и эксплуатационных характеристик, а также обновление оборудования подстанций. Реконструкция может проводиться в рамках капитального ремонта, модернизации или технического перевооружения электроэнергетической системы.

Реконструкция ГПП может включать:

- замену устаревшего оборудования на современное и более эффективное;
- установку устройств релейной защиты и автоматики для повышения надежности электроснабжения;
- внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами;
- улучшение схем и компоновки оборудования для оптимизации работы подстанции;
- повышение безопасности и улучшение условий труда персонала;
- расширение возможностей для подключения новых потребителей;
- снижение потерь электроэнергии и повышение энергоэффективности.

Результатом реконструкции ГПП является повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, снижение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования, а также улучшение экологической безопасности.

Актуальность темы: электрическая часть главной понизительной подстанции нефтеперерабатывающей станции №1 Ноябрьского УМН нуждается в реконструкции ввиду устаревания и износа электрооборудования, а также необходимости подключения дополнительных нагрузок.

Объект исследования: главная понизительная подстанция

Предмет исследования: электрическая часть ГПП.

Цель работы: разработка мероприятий по реконструкции электрической части ГПП для надежного электроснабжения потребителей.

Практическая значимость работы состоит в обеспечении надежной и безопасной работы ГПП, возможности подключения дополнительных нагрузок, сокращении технико-эксплуатационных расходов.

1 Характеристика подстанции и электрических нагрузок. Обоснование реконструкции

Нефтеперерабатывающая станция (НПС) – это промышленный объект, предназначенный для переработки нефти и природного газа в различные продукты, такие как бензин, дизельное топливо, керосин, мазут, сжиженный нефтяной газ (LPG) и другие виды топлива и химического сырья. Переработка осуществляется путем различных процессов, таких как дистилляция, крекинг, риформинг и изомеризация.

Нефтеперерабатывающие станции играют ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности страны и удовлетворении потребностей населения в топливе и других продуктах нефтехимии. Они также способствуют снижению выбросов парниковых газов, так как использование более качественных и экологичных видов топлива может снизить выбросы вредных веществ в атмосферу.

Основные функции нефтеперерабатывающей станции включают прием и хранение сырой нефти и природного газа, их переработку в конечные продукты, а также отгрузку готовой продукции потребителям. Современные станции также могут включать в себя системы очистки и утилизации отходов, а также автоматизированные системы управления технологическими процессами для обеспечения высокой эффективности и экологической безопасности.

НПС №1 Ноябрьского управления магистральных нефтепроводов (УМН) является одним из ключевых объектов в системе добычи и переработки нефти и газа в России. Она расположена в городе Ноябрьск, Ямало-Ненецкий автономный округ, и является одной из крупнейших нефтеперерабатывающих станций в стране.

Станция была введена в эксплуатацию в 1985 году и с тех пор прошла несколько этапов модернизации и расширения. Сегодня она перерабатывает более 5 миллионов тонн нефти и газа ежегодно, производя широкий спектр

нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, авиационный керосин, сжиженный природный газ и другие продукты.

Одним из основных преимуществ станции является ее высокая эффективность и экологичность. Благодаря использованию современных технологий и оборудования, станция обеспечивает минимальное воздействие на окружающую среду, а также высокую степень автоматизации и контроля процессов. Это позволяет гарантировать стабильное и качественное производство нефтепродуктов, удовлетворяя потребности внутреннего рынка и экспорта.

В целом, НПС №1 Ноябрьского УМН является важным элементом российской экономики и играет ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности страны.

Электроснабжение НПС №1 Ноябрьского УМН обеспечивается главной понизительной подстанцией (ГПП) 110/10 кВ, которая питается от подстанции (ПС) энергосистемы по воздушной линии (ВЛ) 110 кВ длиной 10,1 км с проводами АС 70/11.

Действующая однолинейная схема ГПП приведена на листе 1 графической части. Электрические нагрузки питаются по кабельным линиям (КЛ) 10 кВ и включают:

- распределительное устройство (РУ) 10 кВ насосной;
- РУ 10 кВ компрессорной;
- трансформаторную подстанцию (ТП) 10/0,4 кВ, питающую цеха и административные здания.

Потребители электроэнергии относятся к первой, второй и третьей категориям надежности электроснабжения.

Обоснование реконструкции.

На данный момент реконструкция ГПП является актуальной по следующим причинам:

- электрические нагрузки ГПП, по мере ввода в эксплуатацию новых электроприемников и производственных объектов на НПС, к

данному моменту существенно выросли, ввиду чего пропускная способность элементов электрической схемы ГПП уже недостаточна. Невозможен ввод в эксплуатацию новых планируемых к постройке производственных объектов и подключение новых энергоемких электроприемников;

- устаревание и критический износ всего основного электрооборудования (ЭО), которое требуется заменить на новое и современное, также соответствующее актуальным и перспективным электрическим нагрузкам;
- действующая электромеханическая релейная защита (РЗ) также устарела и критично изношена, ее параметры по быстродействию, селективности и надежности не соответствуют актуальным требованиям;
- действующее заземляющее устройство (ЗУ) очень сильно повреждено коррозией, контрольные замеры показывают недопустимо высокое сопротивление ЗУ.

Выводы по разделу 1.

Рассматриваемая нефтеперерабатывающая станция №1 Ноябрьского УМН является важным промышленным объектом, качественное и надежное обеспечение электроэнергией которого – обязательная задача. Ввиду этого, реконструкцию ГПП нефтеперерабатывающей станции необходимо проводить вовремя и в обязательном порядке. Рассмотрена характеристика подстанции и электрических нагрузок, приведены данные по источнику питания. Обосновано проведение реконструкции ГПП, которая позволит ввести в эксплуатацию новые планируемые к постройке производственные объекты на НПС, обеспечить качественное, надежное и безопасное электроснабжение потребителей. Установка нового современного электрооборудования также сократит технико-эксплуатационные расходы и амортизационные отчисления на оборудование электрической части.

2 Разработка мероприятий по реконструкции силового оборудования электрической части подстанции

2.1 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов подстанции необходим для обеспечения надежной и эффективной передачи электроэнергии от источника (например, электростанции) к потребителям (например, жилым домам или предприятиям). Трансформаторы позволяют преобразовывать высокое напряжение, используемое на электростанциях, в более низкое напряжение, которое удобно для использования в бытовых и промышленных приборах. Кроме того, трансформаторы обеспечивают защиту от перегрузок и коротких замыканий, что повышает безопасность энергосистемы в целом.

Согласно требованиям ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей, на ПС устанавливается два силовых трансформатора, необходимая номинальная мощность:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{макс}, \quad (1)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки [1,3,7,15];

$S_{макс}$ – максимальная нагрузка потребителей, кВА.

Полная нагрузка ПС:

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

где $P_{макс}$, $Q_{макс}$ – максимумы активных и реактивных нагрузок, кВт (квар).

Для рассматриваемой ГПП:

$$S_{\text{макс}} = \sqrt{21684,2^2 + 7947,2^2} = 23094,6 \text{ кВА.}$$

Проверка мощности действующих трансформаторов, без учета предполагаемого резерва мощности:

$$S_m = 16000 \text{ кВА} < 0,7 \cdot 23094,6 = 16166 \text{ кВА.}$$

Действующие трансформаторы ТРДН-16000/110 имеют недостаточную мощность, при отключении одного трансформатора приходится отключать часть нагрузки третьей категории надежности.

«С учетом требуемого резерва мощности, перспективная нагрузка:

$$S'_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{рез}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{рез}}$ – резерв мощности, кВА.

$$S'_{\text{макс}} = 23094,6 + 10000 = 33094,6 \text{ кВА}$$

$$S_m \geq 0,7 \cdot 33094,6 = 23166 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы ТРДН-25000/110, номинальная мощность будет достаточна для надежного беспереывного питания всех потребителей во всех режимах работы, силовые трансформаторы не будут перегреваться.

В аварийном режиме перегрузка составит:

$$K_n = \frac{S'_{\text{макс}}}{S_m}, \quad (4)$$

$$K_n = \frac{33094,6}{25000} = 1,32 = 132 \text{ \%}.$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %.

Внешний вид трансформатора – на рисунке 1.



Рисунок 1 – Трансформатор ТРДН-25000/110

С учетом выбранных трансформаторов проводится расчет токов КЗ» [10].

2.2 Расчет токов КЗ

«Расчет токов короткого замыкания проводится для выбора и проверки параметров электрооборудования. Токи короткого замыкания позволяют оценить способность оборудования выдерживать перегрузки, а также помогают определить необходимость установки устройств защиты от короткого замыкания.

Расчетные схемы токов КЗ приведены на рисунке 2» [13].

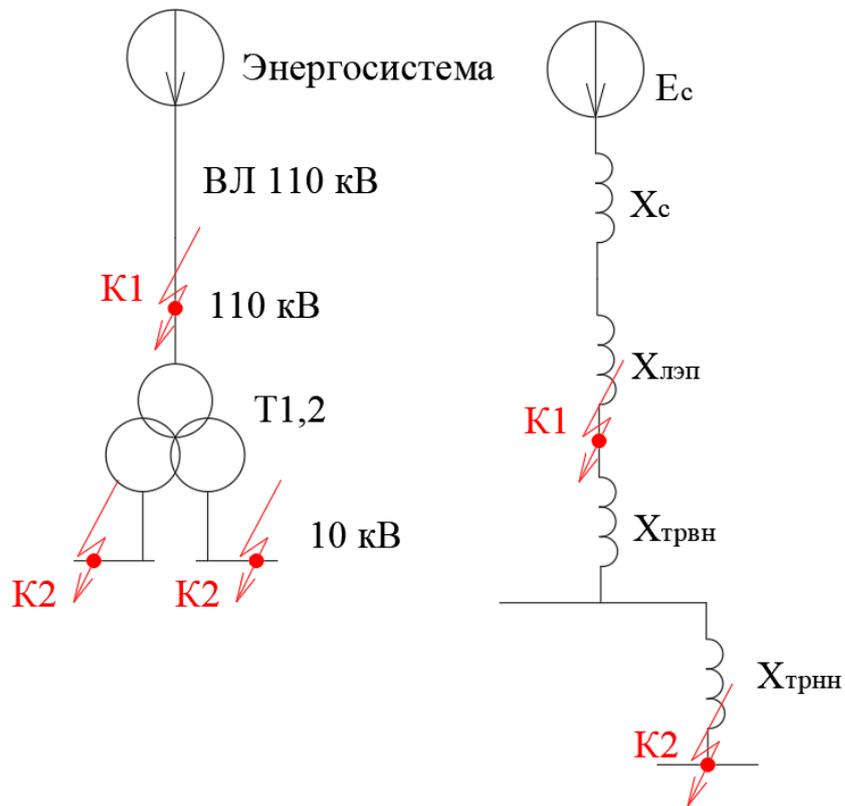


Рисунок 2 – Расчетные схемы токов КЗ

«Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (5)$$

где E_c – напряжение КЗ, кВ;

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

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_v = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (6)$$

где T_a – постоянная аperiodической составляющей, с.

Ударный ток КЗ:

$$i_v = \sqrt{2} \cdot K_v \cdot I_K'' \quad (7)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (8)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}} \quad (9)$$

где U_k – напряжение КЗ, %;

U_H – напряжение ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность, МВА» [16].

$$X_{ТРВН} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,545 \text{ Ом}$$

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (10)$$

$$X_{ТРНН} = 55,545 \cdot (10,5 / 115)^2 = 0,463 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (11)$$

где x_o – удельное сопротивление, Ом/км;

L – длина ВЛ, км» [12].

$$X_{ЛЭП} = 0,444 \cdot 10,1 = 4,484 \text{ Ом}$$

«Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (12)$$

где S_K – мощность КЗ в начале ВЛ, МВА» [12].

$$X_C = 115^2 / 3620 = 3,653 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (5-8):

$$I''_{K1} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (4,484 + 3,653)} = 8,16 \text{ кА},$$

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 8,16 = 21 \text{ кА},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,16 = 7,07 \text{ кА}.$$

Для точки К2 расчет аналогичен, результаты – в таблице 1.

Таблица 1 – Токи КЗ

Участок КЗ	I'' , кА	i_y , кА	$I^{(2)}$, кА
шины 110 кВ (К1)	8,16	21,00	7,07
шины 10 кВ (К2)	5,83	15,11	5,05

Оборудование электрической части ПС выбирается согласно данным значениям токов КЗ.

2.3 Выбор оборудования электрической части

«Высоковольтные выключатели выбираются по условиям:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А},$$

$$I_{ном.откл} \geq I_{к}, \text{ кА}.$$

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

$I_{к}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_{у}, \text{ кА}$$

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

$$I_m^2 t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где I_m – ток термической стойкости, кА;

t_m – время протекания тока, с;

B_k – тепловой импульс, кА²·с:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (13)$$

где $t_{откл}$ – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.в}, \text{ с} \quad (14)$$

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

$t_{откл.в}$ – время отключения выключателя, с» [4,6].

«Наибольший рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.т.}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (15)$$

где $S_{\text{н.т.}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА» [14].

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ A}$$

Устанавливаются ВВП-110/2000, проверка в таблице 2.

Таблица 2 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$, кВ	110	110
$I_{\text{ном}}$, А	2000	183,7
$I_{\text{н.откл.}}$, кА	31,5	8,16
$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	3200	199,7
$i_{\text{дин}}$, кА	80	21

Внешний вид выключателя – на рисунке 3.



Рисунок 3 – Выключатель ВВП-110

Наибольший рабочий ток оборудования 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1010 \text{ A}$$

Устанавливаются выключатели ВВ/TEL-10, проверка – в таблице 3.

Таблица 3 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
U _{ном} , кВ	10	10
I _{ном} , А	1600 (630)	1010 (420,4)
I _{н.откл.} , кА	20	5,83
B _к , кА ² ·с	1200	101,9
i _{дин} , кА	40	15,11

Внешний вид выключателя – на рисунке 4.



Рисунок 4 – Выключатель ВВ/TEL-10

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.анп.} \geq I_{раб.маx.}$$

$$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер.} \geq Bк$$

$$i_{дин} \geq i_{у.}$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/600 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 4.

Таблица 4 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
U _{ном} , кВ	110	110
I _{ном} , А	1000	183,7
B _к , кА ² ·с	1200	199,7
i _{дин} , кА	40	21

Принимаются ОПНп-110/88/10/450 и ОПНп-10/11-10/400 [5]. Проверка в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
	U _{ном} , кВ	110	10	110
B _к , кА ² ·с	4800	1200	199,7	101,9
i _{дин} , кА	52	40	21	15,11

Измерительные трансформаторы.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н.анп.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.маx.}$$

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

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(K_{терм} \cdot I_{1н})^2 \cdot t_{терм} \geq B_k \quad (16)$$

$$i_{дин} = K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н} \geq i_y, \quad (17)$$

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

$I_{1н}$ – номинальный ток ТТ, кА» [14].

Принимаются ТТ марки ТОГФ-110-200/5, проверка:

$$U_{н.ант.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 200 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 183,7 \text{ А},$$

$$(250 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 199,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$310 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 87,67 \text{ кА} > 21 \text{ кА}.$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (18)$$

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

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (19)$$

где $l_{пров.}$ – длина проводов, м;

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм²/м;

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

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{приб.}}^2}, \quad (20)$$

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].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Трансформатор тока ТОГФ-110

Принимаются ТТ марки ТПЛ-10М, проверка:

$$U_{н.амн.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ},$$
$$I_{1н.} = 1500 \text{ (500) А} \geq I_{раб.макс.} = 1010 \text{ (420,4) А},$$
$$(55 \cdot 1,5)^2 \cdot 3 = 56719 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 101,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$
$$70 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,5 = 148 \text{ кА} > 15,11 \text{ кА},$$

Сопротивление нагрузки, по (18-20):

$$Z_{наб.} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$
$$Z_{пров.} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом},$$
$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ составит менее 10%» [19].

«Внешний вид ТТ – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТПЛ-10М

Условия выбора ТН:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

Принимаются ТН марки ЗНОГ-110 и НАМИ-10, внешний вид показан на рисунке 7» [17].



Рисунок 7 – Трансформаторы напряжения

Проверка ТН:

$$U_{н.ант.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 52 \text{ ВА.}$$

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

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 29 \text{ ВА.}$$

Потребление собственных нужд составляет 105,2 кВА.

Требуемая номинальная мощность ТСН, по (1):

$$S_m \geq 0,7 \cdot 105,2 = 73,64 \text{ кВА.}$$

Принимается два энергосберегающих ТСН марки ТМГ12/100, внешний вид показан на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор ТМГ12

Энергосберегающие трансформаторы ТМГ12 – это устройства, которые используются для преобразования напряжения в электрических сетях. Они позволяют снизить потери электроэнергии, связанные с передачей и распределением энергии. Энергосберегающие трансформаторы имеют ряд преимуществ перед традиционными трансформаторами. Во-первых, они имеют более высокий КПД, что позволяет снизить потери энергии. Во-вторых, они более компактны и легче монтируются, что упрощает их установку и эксплуатацию. В-третьих, они менее подвержены перегреву и короткому замыканию, что увеличивает их надежность и долговечность.

Трансформаторы ТМГ12 имеют ряд дополнительных преимуществ, таких как высокая надежность, долговечность, простота в эксплуатации и обслуживании. Они также обладают высокой степенью изоляции, что обеспечивает безопасность при использовании. В целом, энергосберегающие трансформаторы являются важным шагом в развитии энергетической отрасли и способствуют снижению выбросов парниковых газов. Однако трансформаторы ТМГ12 также имеют некоторые недостатки, такие как высокая стоимость и большие габариты. Кроме того, они требуют специального оборудования для установки и монтажа.

В целом, трансформаторы ТМГ12 являются надежным и эффективным решением для преобразования электроэнергии. Однако, перед выбором данного типа трансформатора необходимо учитывать все его преимущества и недостатки, а также требования конкретного проекта. Для применения в целях питания СН подстанций данные трансформаторы рекомендованы производителем [20].

Проверка ТСН по перегрузке, по (4):

$$K_n = \frac{105,2}{100} = 1,05 < 1,4.$$

Перегрузка в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) не превысит допустимую в 140 %.

«Наибольший ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1010 \text{ A}$$

Выбираются КРУ марки КРУ-СВЭЛ на ток до 1600 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры). Внешний вид КРУ – на рисунке 9» [9].



Рисунок 9 – Ячейка КРУ марки КРУ-СВЭЛ

Современные ячейки КРУ (комплектное распределительное устройство) марки КРУ-СВЭЛ представляют собой электротехнические устройства, используемые для приема и распределения электроэнергии в низковольтных электрических сетях. Они используются в системах электроснабжения промышленных предприятий, жилых и коммерческих зданий, а также в инфраструктуре общественных объектов.

Современные КРУ обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными системами распределения электроэнергии. К ним относятся:

- безопасность: ячейки КРУ обеспечивают высокий уровень безопасности благодаря своей закрытой конструкции, которая предотвращает случайные прикосновения к токоведущим частям;
- простота обслуживания: ячейки КРУ имеют модульную конструкцию, что позволяет производить быструю замену отдельных модулей без отключения всей системы. Это значительно сокращает время на обслуживание и ремонт оборудования;
- гибкость: современные КРУ позволяют легко адаптировать систему к изменяющимся требованиям электроснабжения, добавляя или удаляя модули по мере необходимости;
- экономия пространства: благодаря компактной конструкции, ячейки КРУ занимают меньше места, чем традиционные системы распределения электроэнергии, что особенно актуально для ограниченных пространств;
- эффективность: современные ячейки КРУ обеспечивают более эффективное использование электроэнергии за счет оптимального распределения нагрузки и возможности автоматического регулирования параметров системы.

Однолинейная схема подстанции после реконструкции показана на листе 2 графической части.

Выводы по разделу 2.

Определены актуальные электрические нагрузки ГПП, а также ожидаемые перспективные нагрузки. Действующие силовые трансформаторы проверены по достаточности номинальной мощности, по результатам определена их недостаточная мощность, и они будут заменены на новые марки ТРДН-25000/110. С учетом новых трансформаторов рассчитаны токи КЗ, согласно которым выбрано новое современное оборудование электрической части ГПП. Составлена однолинейная схема подстанции после реконструкции.

3 Разработка мероприятий по реконструкции релейной защиты

Устаревшая и изношенная РЗ будет заменена на современную микропроцессорную. Микропроцессорная релейная защита – это система защиты электрических сетей и оборудования, основанная на использовании микропроцессоров и цифровых технологий. Она является одной из наиболее современных и эффективных методов обеспечения безопасности и надежности электроснабжения.

Основными компонентами микропроцессорной релейной защиты являются микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Микропроцессорные терминалы выполняют функции измерения параметров электрической сети, обработки полученной информации и формирования сигналов управления в соответствии с заданными параметрами и алгоритмами работы. АСУ ТП обеспечивает сбор, обработку и визуализацию данных от микропроцессорных терминалов и других источников информации, а также управление работой релейных защит и коммутационного оборудования [18].

Преимуществами микропроцессорной релейной защиты являются:

- высокая точность и быстродействие. Микропроцессорные системы способны обрабатывать большие объемы данных в реальном времени, что позволяет обеспечить быструю и точную реакцию на изменения параметров электрической сети;
- гибкость и адаптивность. Микропроцессорные релейные защиты позволяют легко изменять настройки и алгоритмы работы, а также адаптировать систему под изменяющиеся условия эксплуатации;
- надежность и отказоустойчивость.

«Защита силовых трансформаторов будет обеспечиваться терминалами БМРЗ-ТД-02, защита фидеров 10 кВ – терминалами БМРЗ-101-Д-КЛ-01, внешний вид – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Терминалы релейной защиты

Проводится расчет уставок защит.

РЗ силовых трансформаторов.

Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (21)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток ВН, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – первичный ток ТТ, А» [2].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 131,2 < 200 < 2,5 \cdot 131,2 = 328 \text{ А}$$

$$0,1 \cdot 721,7 < 1500 < 2,5 \cdot 721,7 = 1804 \text{ А}$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (22)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (23)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{25} = 585,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (24)$$

где x_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км» [8].

$$X_{л} = 0,444 \cdot 10,1 = 4,484 \text{ Ом}$$

«Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*л} = 4,484 / 585,6 = 0,0077 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (25)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент насыщения стали магнитопровода» [2].

$$X_* = 0,0077 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1965 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,1965 \cdot 585,6 = 115,09 \text{ Ом}$$

«Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (26)$$

где A – смещение синусоиды потокосцепления» [2].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 115,09} = 1193,02 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (27)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1193,02}{\sqrt{2} \cdot 200} = 4,22 < 6,7$$

«Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (28)$$

где R_{κ} – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – сопротивление контактов, Ом;

$R_{вх.терм}$ – сопротивление терминала, Ом.

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (29)$$

где ρ – удельное сопротивление жил, Ом мм²/м;

S_{κ} – сечение жил, мм²» [2].

$$R_k = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом}: K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [19].}$$

«Условие по отстройке от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (30)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (31)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 131,2 / 200 = 13,122 < 24$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (32)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,22 = 5,91 \text{ А}$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (33)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса» [8].

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,16 = 6,85 \text{ кА}$$

«Выбор типа торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается, если амплитуда броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока ВН трансформатора:

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (34)$$

где $I_{амп}$ – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$ – первичный ток ВН, А.

$$1193,02 / 131,2 = 9,09 > 8$$

Используется традиционное торможение» [8].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{C3} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (35)$$

где ε – погрешность ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент переходного режима;

ΔU_{pez} – диапазон РПН.

$$I_{C3} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (36)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (37)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (38)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания» [8].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 131,2 \cdot 5 = 721,71 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{721,71^4} = 48,99$$

«Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{СЗ} \geq \frac{K_H \cdot K_{СЗ}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т.}, \quad (39)$$

где K_H , $K_{СЗ}$, K_B – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата.

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.СЗ} = \frac{I_{НОМ.Т.}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (40)$$

В данном случае:

$$K_{I.СЗ} = \frac{131,2}{8160} = 0,0161$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,18$ [8].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 131,2 = 182,2 \text{ A}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (41)$$

где K_H – коэффициент надежности;

K_B – коэффициент возврата» [8].

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 131,2 = 154,4 \text{ A}$$

РЗ фидеров 10 кВ.

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (42)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{р.макс}, \quad (43)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T}, \quad (44)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы подключения ТТ;

n_T – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [8]:

$$k_{\psi} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}}, \quad (45)$$

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

$$I_{C3} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C, \quad (46)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки;

k_B – коэффициент броска ёмкостного тока;

I_C – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L, \quad (47)$$

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

L – длина КЛ, км» [8].

Для фидеров на насосную, по (42-47):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,21 = 1,05 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 420,4 = 583,61 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 583,61 \cdot \frac{1}{500/5} = 5,84 \text{ А}$$

$$k_u = \frac{4642}{583,61} = 8 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,16 \cdot 3,02 = 3,5 \text{ A}$$

$$I_{C.3.} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 3,5 = 10,51 \text{ A}$$

Расчет РЗ фидеров – в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет РЗ

Фидеры 10 кВ	I _{сз} ТО, кА	I _{ср} МТЗ, А	К _ч (МТЗ)	I _{сз} ЗНЗ, А
Насосная	1,05	5,84	7,9	10,51
Компрессорная	1,01	6,99	8,4	6,27
Цеха и административные здания	0,76	5,29	21,9	3,89

Выводы по разделу 3.

Устаревшая и изношенная РЗ будет заменена на современную микропроцессорную. Микропроцессорная релейная защита является более точной, быстрой и надежной, что позволит обеспечить более эффективную и безопасную работу электрических сетей. Кроме того, она обладает большей гибкостью и адаптивностью, что позволит ей лучше справляться с изменяющимися условиями эксплуатации. Программное обеспечение этой системы предназначено для управления работой релейной защиты, сбора и обработки данных, формирования сигналов управления и т.д. Оно позволяет быстро и точно реагировать на изменения параметров электрической сети, а также адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации. Будет обеспечена надежная, быстрая и селективная работа релейной защиты.

4 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство подстанции – это совокупность заземлителя и заземляющих проводников, обеспечивающих защиту от поражения электрическим током и коротких замыканий. Оно состоит из заземлителя, заземляющих проводников и заземляющих шин. Заземлитель представляет собой металлические стержни, вбитые в землю на глубину не менее 0,5 метра. Заземляющие проводники соединяют заземлитель с заземляемыми элементами оборудования подстанции. Заземляющие шины служат для подключения заземляющих проводников к заземлителю.

Действующее ЗУ очень сильно повреждено коррозией, контрольные замеры показывают недопустимо высокое сопротивление ЗУ, потому будет проводиться реконструкция ЗУ подстанции. «В сети 110 кВ максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используем контурное ЗУ. Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50×50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосу 50×5 мм.

Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (48)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

K_c – коэффициент сезонности» [17].

$$\rho_{pв} = 1000 \cdot 1,1 = 1100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pг} = 1100 \cdot 1,4 = 1400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{0вэ} = \frac{\rho_{pв}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (49)$$

где l – длина электрода, м;

d – приведенный диаметр, м;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (50)$$

где b – ширина уголка, м» [17].

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

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{огз}} = \frac{1100}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 23,75 \text{ Ом}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{огз}} / R_{\text{н}} \quad (51)$$

где $R_{\text{н}}$ – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом» [10,11].

$$n' = 23,75 / 0,5 \approx 48 \text{ шт}$$

«Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (52)$$

где a – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (53)$$

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

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м}$$

$$a = 160 / 48 = 3,33 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 3,33 \cdot 48 = 167,8 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{23} = \frac{\rho_{pz}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (54)$$

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (55)$$

где b – ширина полосы, м.

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

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

$$R_{23} = \frac{1400}{2 \cdot 3,14 \cdot 167,8} \cdot \ln \left(\frac{167,8^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,305 \text{ Ом}$$

Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{огэ} \cdot R_{23}}{R_{огэ} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (56)$$

где η_6 , η_2 – коэффициенты использования электродов» [10].

$$R_{zp} = \frac{23,75 \cdot 0,305}{23,75 \cdot 0,39 \cdot 48 + 0,305 \cdot 0,23} = 0,395 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Выводы по разделу 4.

Действующее сильно поврежденное коррозией ЗУ будет заменено на новое. Рассчитано новое заземляющее устройство с параметрами согласно требованиям ПУЭ. Безопасная и надежная работа электрической части ПС будет обеспечиваться.

5 Технико-экономическая оценка мероприятий по реконструкции подстанции

Определяется стоимость ЭО по всем типам:

$$C = C_{\text{ед}} \cdot n, \quad (57)$$

где $C_{\text{ед}}$ – стоимость единицы, тыс.руб.;

n – число единиц, шт (м).

Для силовых трансформаторов цена 15100 тыс. руб./шт [20]. Суммарная стоимость:

$$C = 15100 \cdot 2 = 30200 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость ЭО:

$$\sum C = C_1 + C_2 + \dots C_i, \quad (58)$$

$$\sum C = 30200 + 210,8 + \dots 33,77 = 70861,69 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются дополнительные расходы. Например, транспортные расходы (5% от стоимости ЭО) [20]:

$$C_{\text{тр}} = 0,05 \cdot \sum C, \quad (59)$$

$$C_{\text{тр}} = 0,05 \cdot 70861,69 = 3543,08 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет сметной стоимости проекта сведен в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет сметной стоимости проекта

Оборудование	кол-во, шт (м)	Цена ед., тыс. руб.	Стоимость, тыс. руб.
ТРДН-25000/110	2	15100	30200,0
ТМГ12-100/10	2	105,4	210,8
ОПННп-110/56/10/400	2	51,8	103,6
ОПНп-110/88/10/450	6	63,5	381,0
ОПНп-10/11-10/400	48	4,5	216,0
ВБП-110/2000	3	3200	9600,0
РНДЗ-110/1000	10	205,4	2054,0
ЗОН-110	2	89,5	179,0
ТОГФ-110/200	18	548,9	9880,2
ТПЛ-10М/1500	18	74,6	1342,8
ТПЛ-10М/200...500	60	65,2	3912,0
ТЗЛМ-10	10	25,8	258,0
ЗНОГ-110	2	998,4	1996,8
НАМИ-10	4	98,5	394,0
ВВ/ТЕЛ-10/1600	6	280,4	1682,4
ВВ/ТЕЛ-10/630	10	260,4	2604,0
РВ-10/400	20	28,4	568,0
КРУ-СВЭЛ	20	211,4	4228,0
БМРЗ-ТД-02	2	130,1	260,2
БМРЗ-101-Д-КЛ-01	10	61,2	612,0
КВВГнг-LS 5x4	210	0,32	67,2
Сталь угловая 50x50 мм	154	0,506	77,92
Сталь полосовая 50x5 мм	168	0,201	33,77
Стоимость оборудования (СО)			70861,69
Стоимость тары и упаковки (6% от СО)			4251,70
Транспортные расходы (5% от СО)			3543,08
Складские расходы (0,5% от СО)			354,31
Стоимость монтажных работ (20 % от СО)			14172,34
СО+стоимость монтажных работ			85034,03
Сметная прибыль 20%			17006,81
Всего			110189,93

Дополнительные расходы на эксплуатацию, ремонт и ТО действующего заменяемого ЭО, ввиду технологического устаревания и износа, составляют, в среднем, 28111,25 тыс.руб./год (без учета амортизационных отчислений).

Амортизационные отчисления (АО) для заменяемого ЭО после реконструкции:

$$O_{ам} = n_{ам} \cdot C_{о.ф.}, \quad (60)$$

где $n_{ам}$ – норма АО, %;

$C_{о.ф.}$ – стоимость основных фондов ЭО данного типа, тыс. руб.

Для силового ЭО:

$$O_{ам} = 0,07 \cdot 109911,75 = 7693,82 \text{ тыс. руб./год}$$

Расчёт АО сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчёт амортизационных отчислений

Типы оборудования	Стоимость, тыс.р.	Норма АО, %	АО, тыс. р.
Силовое ЭО	109911,75	7	7693,82
Кабель контрольный	104,50	2,4	2,51
Элементы ЗУ	173,68	5,6	9,73
Итого:	110189,93	-	7706,06

Экономия АО после реконструкции:

$$\Delta O_{ам} = O_{ам1} - O_{ам}, \quad (61)$$

где $O_{ам1}$ – АО для заменяемого ЭО, тыс. руб./год.

$$\Delta O_{ам} = 15425,6 - 7706,06 = 7719,54 \text{ тыс. руб./год}$$

Экономический эффект:

$$\mathcal{E} = P_{доп} + \Delta O_{ам}, \quad (62)$$

где $P_{доп}$ – дополнительные среднегодовые расходы на эксплуатацию, ремонт и ТО действующего заменяемого ЭО, ввиду технологического устаревания и износа (без учета АО), тыс.руб./год.

$$\mathcal{E} = 28111,25 + 7719,54 = 35830,79 \text{ тыс. руб./год}$$

Прогнозируемый срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{\sum C_{см}}{\mathcal{E}}, \quad (63)$$

где $\sum C_{см}$ – сметная стоимость проекта, тыс. руб.

$$T_{ок} = \frac{110189,93}{35830,79} \approx 3,08 \text{ года}$$

Выводы по разделу 5.

Проект реконструкции ГПП имеет высокую экономическую эффективность и может быть рекомендован к реализации. Кроме того, следует отметить, что проведение реконструкции позволят минимизировать возможность возникновения аварийных ситуаций и пожаров, получения электротравм. Также снизятся общие расходы на потребляемую СН электроэнергию, амортизационные отчисления и эксплуатационные расходы.

Заключение

В соответствии с выявленными недостатками действующей электрической части главной понизительной подстанции 110/10 кВ нефтеперерабатывающей станции №1 Ноябрьского УМН, а также актуальными и перспективными электрическими нагрузками потребителей, предложены мероприятия по реконструкции:

- устаревшее и изношенное электрооборудование будет заменено на новое современное, отечественного производства. Установка силовых трансформаторов ТРДН-25000/110 большей мощности обеспечит бесперебойное электроснабжение всех потребителей, с учетом подключения вводимых в эксплуатацию дополнительных нагрузок. Замена масляных выключателей на вакуумные марок ВВП-110/2000 и ВВ/TEL-10/1600, ВВ/TEL-10/630 обеспечит улучшение быстродействия, что позволит быстрее реагировать на изменения нагрузки и предотвращать аварии. Вакуумные выключатели меньше и легче масляных, что облегчает их установку и обслуживание, имеют более длительный срок службы, чем масляные, благодаря своей надежности и отсутствию необходимости замены масла. Вакуумные выключатели не содержат масла, что снижает риск возгорания и загрязнения окружающей среды, требуют меньше обслуживания, чем масляные. Замена масляных выключателей на вакуумные помогает снизить выбросы парниковых газов и других вредных веществ в атмосферу. Предлагаемые к установке элегазовые измерительные трансформаторы ТОГФ-110/200 и ЗНОГ-110 обладают высокой надежностью и долговечностью, что обеспечивает снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт, они имеют меньшие габариты и вес по сравнению с масляными трансформаторами, что упрощает их установку и эксплуатацию. Элегаз, используемый в качестве изолирующей и охлаждающей

среды, обладает высокими диэлектрическими свойствами и теплопроводностью, что позволяет уменьшить потери энергии и повысить точность измерений. Установка элегазовых измерительных трансформаторов также снижает уровень шума, вибрации и электромагнитных помех, что положительно сказывается на окружающей среде и безопасности эксплуатации оборудования. Будут установлены энергоэффективные необслуживаемые трансформаторы собственных нужд ТМГ12-100, это уменьшит потери мощности и электроэнергии в ТСН;

- устаревшая и изношенная РЗ будет заменена на современную микропроцессорную, с терминалами БМРЗ-ТД-02 и БМРЗ-101-Д-КЛ-01. Будет повышена надежность и точность работы РЗА, ее удаленная настройка, мониторинг режимов работы и администрирование, а также автоматическая передача данных (в цифровом формате);
- действующее ЗУ очень сильно повреждено коррозией, контрольные замеры показывают недопустимо высокое сопротивление ЗУ, потому будет проводиться реконструкция ЗУ подстанции. Спроектировано новое ЗУ, расчетное эквивалентное сопротивление составило 0,395 Ом, что с запасом обеспечивает его надежную работу, согласно ПУЭ;
- проект реконструкции ГПП имеет высокую экономическую эффективность и может быть рекомендован к реализации. Ожидаемый срок окупаемости составляет 3,08 года.

Реконструкция ГПП обеспечит ее надежную и безопасную работу, возможность подключения дополнительных нагрузок. Сократятся технико-эксплуатационные расходы, повысится безопасность для персонала. Данный проект реконструкции ГПП рекомендован к реализации.

Список используемых источников

1. Галишников Ю. П. Трансформаторы и электрические машины : курс лекций. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 216 с.
2. Горемыкин С. А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 191 с.
3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения 22.10.2023).
4. Грунтович Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 271 с.
5. Гуревич В. И. Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 304 с.
6. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М. : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.
7. Иванов С.Н. Надежность электроснабжения : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 164 с.
8. Куксин А. В. Релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. 200 с.
9. Лакомов И. В. Техническое обслуживание электроустановок : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2021. 152 с.
10. Малафеев А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия : учебное пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. М. : Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.
11. Монаков В. К. Электробезопасность: теория и практика : монография. – 2-изд. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 184 с.

12. Немировский А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.
13. Петухов Р.А. Электроснабжение : учебное пособие. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 328 с.
14. Полищук В. И. Эксплуатация, диагностика и ремонт электрооборудования : учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2023. 203 с.
15. Правила устройства электроустановок: действующие разделы 6-го и 7-го изданий. М. : ИНФРА-М, 2023. 832 с.
16. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. 149 с.
17. Сибикин Ю. Д. Современные электрические подстанции : учебное пособие. – 2-е изд., доп. М. : ИНФРА-М, 2023. 417 с.
18. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293740/4293740618.pdf> (дата обращения 22.10.2023).
19. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению : учебное пособие. – 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2023. 136 с.
20. Школа для электрика. Сайт. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 21.10.2023).