

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога»

Обучающийся

А.И. Булкин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.А. Андреев

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

Тольятти 2025

Аннотация

Работа посвящена реконструкции электрической части понизительной подстанции энергосистемы 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

Осуществлен анализ исходной схемы, оценка электрических нагрузок, выбор трансформаторного оборудования и систем релейной защиты, а также выполнен расчет токов короткого замыкания.

На основании полученных результатов, выбрано и проверено современное электрооборудование и введены в эксплуатацию новые ячейки потребителей подстанции, что позволяет внести изменения в исходную однолинейную схему подстанции.

Результаты работы позволяют установить основные пути оптимизации эксплуатационных затрат и сформировать предпосылки для дальнейшего развития объекта исследования и электроэнергетической инфраструктуры региона.

Расчётно-пояснительная записка содержит 79 печатных страниц, включая введение, семь основных разделов, заключение с общими выводами по работе и перечень используемых источников, состоящий из 20 наименований.

Содержание

Введение	4
1 Общие сведения о подстанции 110/35/10 «Новая Ладога»	6
1.1 Общая характеристика подстанции.....	6
1.2 Однолинейная схема и характеристика оборудования подстанции	7
2 Проектирование реконструкции подстанции	12
2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок	12
2.2 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов	16
2.3 Выбор электрической схемы подстанции и основных конструктивных решений	19
3 Расчёт токов короткого замыкания	23
3.1 Составление расчётной схемы.....	23
3.2 Расчет токов короткого замыкания	25
4 Выбор электрооборудования	33
4.1 Расчёт и выбор электрооборудования на стороне 110 кВ.....	33
4.2 Расчёт и выбор электрооборудования на стороне 35 кВ.....	36
4.3 Расчёт и выбор электрооборудования на стороне 10 кВ.....	39
4.4 Расчет и выбор системы собственных нужд подстанции	42
5 Релейная защита и автоматика элементов подстанции.....	47
5.1 Выбор токовых защит	47
5.2 Выбор установок терминалов защиты	51
6 Молниезащита и заземление подстанции	58
7 Техничко-экономическое обоснование реконструкции подстанции «Новая Ладога»	66
7.1 Анализ затрат на реконструкцию подстанции.....	66
7.2 Оценка экономической эффективности предложенных решений по реконструкции	71
Заключение	73
Список используемых источников.....	77

Введение

Известно, что понизительные трансформаторные подстанции занимают центральное положение в энергосистеме, поскольку осуществляют трансформацию напряжения до уровня, позволяющего обеспечивать устойчивую передачу электроэнергии муниципальным, промышленным и бытовым потребителям.

Нормативная база в Российской Федерации устанавливает комплекс регламентов, ориентированных на надёжность, безопасность, бесперебойность и стабильность функционирования подобного рода объектов, а также предусматривает строгие критерии энергосбережения и ответственности за возможные нарушения основных положений нормативно-правовых документов.

В настоящий момент оборудование подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» морально устарело, поэтому реконструкция должна быть направлена на улучшение параметров надёжности, повышение энергоэффективности основного электрооборудования подстанции и создание необходимых резервов.

Целью работы является разработка проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

Объект исследования – подстанция 110/35/10 кВ «Новая Ладога».

Предмет исследования – электрическая часть подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога».

Для достижения цели, в работе должны быть решены следующие задачи:

- сбор и обобщение технических данных;
- анализ возможных вариантов схемы реконструкции;
- оценка исходного состояния подстанции и ее оборудования;
- анализ возможных вариантов схемы реконструкции;
- расчет электрических нагрузок;

- обоснование выбора типов и мощностей трансформаторов;
- моделирование режимов для определения токов короткого замыкания;
- выбор и обоснование применения выбранного электрооборудования на сторонах 110 кВ, 35 В и 10 кВ подстанции;
- выбор уставок релейной защиты;
- расчет параметров молниезащиты и заземляющих устройств;
- технико-экономическое обоснование разработанных решений по реконструкции подстанции, включающее анализ затрат на реконструкцию и оценку экономической эффективности в условиях реальной эксплуатации.

Приведённая структура работы позволяет сформировать комплексное решение по проведению реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, отвечающее современным требованиям надежности, безопасности и рентабельности, а также обеспечивает всесторонний учет актуальной нормативной базы и потенциальных рисков, связанных с функционированием подстанции.

Такой подход создает предпосылки для развития системы электроснабжения региона, а также укрепляет устойчивость энергосистемы и закладывает фундамент для дальнейшего совершенствования электроэнергетики Российской Федерации.

1 Общие сведения о подстанции 110/35/10 «Новая Ладога»

2.1 Общая характеристика подстанции

Подстанция 110/35/10 кВ «Новая Ладога» расположена в Ленинградской области и функционирует как тупиковая понизительная подстанция распределительной сети региона, обеспечивая передачу и распределение электроэнергии потребителям на номинальных напряжениях 35 кВ и 10 кВ.

Подстанция расположена в северо-западном секторе энергосистемы Ленинградской области и питает электроэнергией близлежащие промышленные предприятия, а также муниципальные образования и объекты коммунального хозяйства, нуждающихся в стабильном электроснабжении.

Рассматриваемая подстанция расположена в г. Новая Ладога, Волховского района Ленинградской области, на Промышленной улице.

«Расположение ПС 110/35/10 кВ «Новая Ладога» на карте местности» [5] показано на рисунке 1.

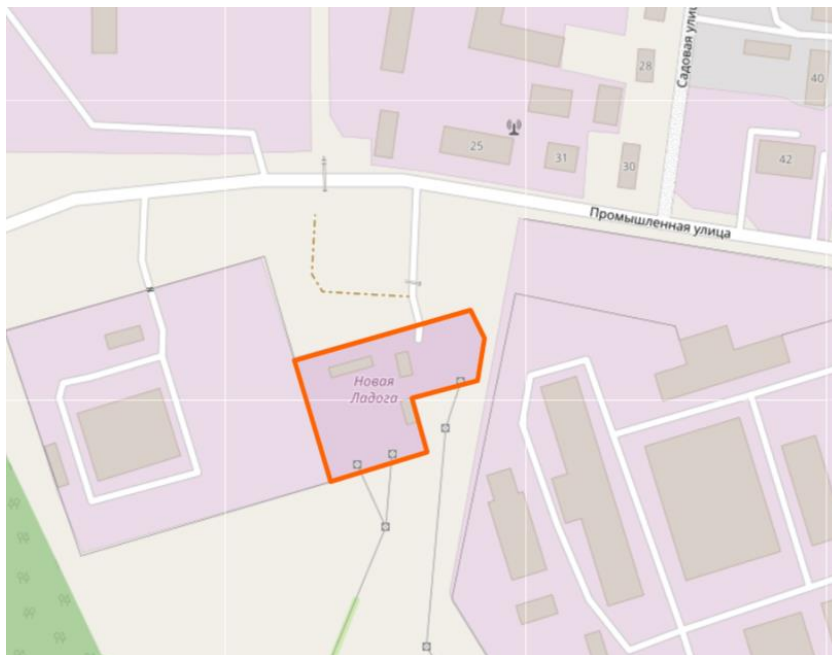


Рисунок 1 – Расположение ПС 110/35/10 кВ «Новая Ладога» на карте местности

Географическая специфика зоны размещения подстанции характеризуется наличием природных водных артерий, влажным климатом и сезонными температурными колебаниями, что накладывает дополнительные требования к устойчивости изоляции, системе осушения оборудования и эксплуатации коммутационных аппаратов.

Регулярные плановые проверки и диагностика позволяют своевременно выявлять дефекты в цепях электропитания и контактных соединениях, предотвращая аварийные ситуации и повышая общий уровень надежности.

Питающая сеть 110 кВ, к которой подключена подстанция, образует единый комплекс высоковольтных линий, связывающих региональные и межрегиональные центры нагрузок Ленинградской области.

Указанная функциональная взаимосвязь диктует необходимость применения современного оборудования с высоким ресурсом, адаптированного к интенсивным режимам работы, колебаниям погодных условий и возможным перегрузкам.

1.2 Однолинейная схема и характеристика оборудования подстанции

Рассматриваемая в работе подстанция 110/35/10 кВ «Новая Ладога» является тупиковой понизительной подстанцией, получающей питание по двухцепной воздушной линии электропередачи отпайкой от магистральной «воздушной линии 110 кВ.

От подстанции к потребителям отходит одна воздушная линия напряжением 35 кВ.

План расположения двухцепной питающей линии 110 кВ и отходящей линии 35 кВ ПС 110/35/10 кВ» [11] показан на рисунке 2.

Также от подстанции отходят кабельные линии напряжением 10 кВ.

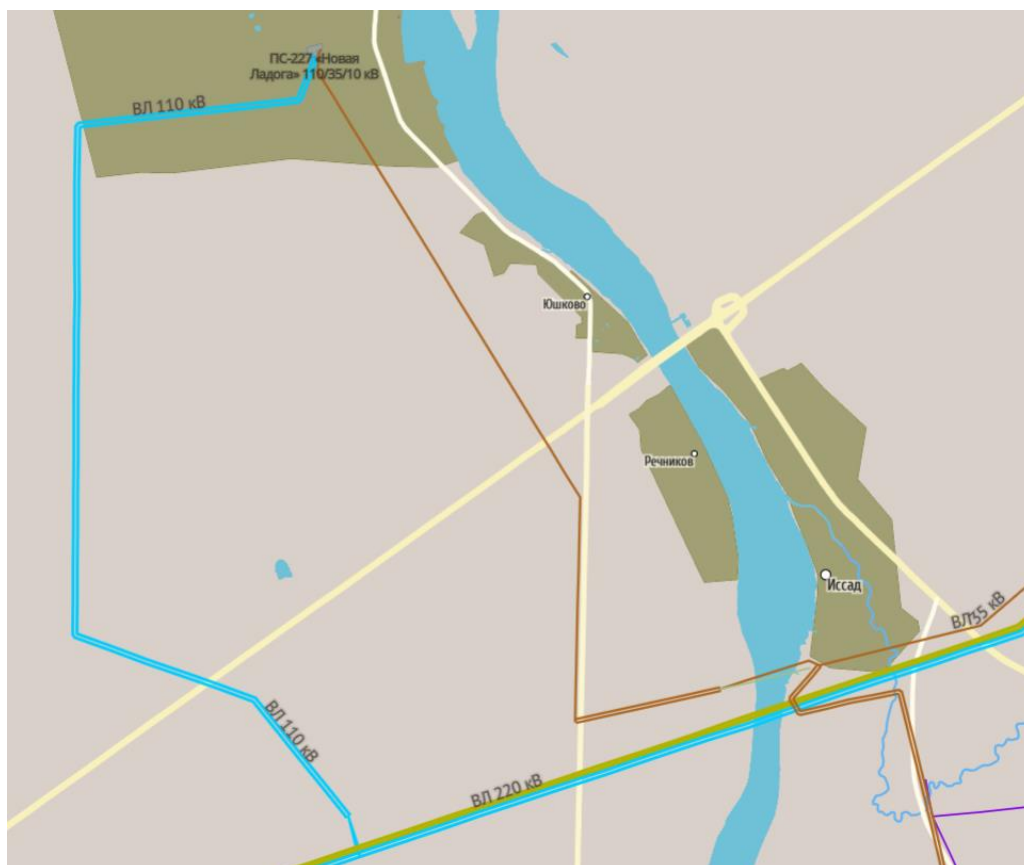


Рисунок 2 – План расположения двухцепной питающей линии 110 кВ и отходящей линии 35 кВ ПС 110/35/10 кВ «Новая Ладога»

В схеме рассматриваемой понизительной подстанции присутствуют следующие основные структурные элементы:

- два силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110, преобразующие высшее напряжение 110 кВ до уровней 35 кВ и 10 кВ;
- распределительные устройства (РУ) высшего – 110 кВ, среднего – 35 кВ и низшего – 10 кВ напряжений.

«Распределительное устройство высшего напряжения 110 кВ подстанции конструктивно выполнено открытым с применением схемы 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», состоящей из двух разъединителей марки РНДЗ-110/1000 У1.

В данной схеме находятся два отделителя марки ОД-110/800 У1, а также два короткозамыкателя КЗ-110У1.

Для защиты от атмосферных перенапряжений, в ОРУ 110 кВ подстанции применяются разрядники марки РВС-110 У1» [11].

Всё приведённое оборудование было установлено в 1972 году.

Состояние перечисленного оборудования – неудовлетворительное, в последнее время происходят частые технологические отказы. Также установлено, что данное оборудование – устаревшее, поэтому требуется его замена на современное оборудование.

Кроме того, согласно современным требованиям и нормам, которые предъявляются к схемам подстанций, в открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110 кВ предлагается заменить блоки «отделитель – короткозамыкатель» на высоковольтные выключатели.

«Распределительное устройство среднего напряжения 35 кВ подстанции конструктивно выполнено открытым с применением схемы 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»» [3]. «В данной схеме секционный выключатель в нормальном режиме включён, таким образом, в схеме» [11] ОРУ 35 кВ применяется параллельный режим работы секций сборных шин. От второй секции сборных шин 35 кВ отходит воздушная линия для питания потребителей на напряжении 35 кВ.

В ОРУ 35 кВ установлены масляные выключатели марки С-35/630 У1, а также разъединители марки РНДЗ-35/1000.

Для защиты от атмосферных перенапряжений, в ОРУ 35 кВ подстанции применяются вентильные разрядники марки РВС-35 У1.

Данное оборудование было введено в эксплуатацию в 1976 году.

В ОРУ 35 кВ подстанции также находятся два трансформатора напряжения (ТН) марки НАМИ-35 УХЛ1.

Таким образом, установлено, что перечисленные масляные баковые выключатели, разъединители и разрядники, установленные в схеме ОРУ 35 кВ, являются устаревшими аппаратами, требующих замены на современное оборудование.

Кроме того, на подстанции также рекомендуется заменить ТН на более современный тип.

Также, в связи с увеличением нагрузки промышленных потребителей, получающих питание на напряжении 35 кВ от данной подстанции, а также для обеспечения резервирования в энергосистеме, необходимо ввести в эксплуатацию вторую воздушную линию напряжением 35 кВ, которая будет питаться от первой секции сборных шин ОРУ 35 кВ подстанции.

При выполнении данного условия, схема подстанции будет значительно надёжней, чем до реконструкции.

Распределительное устройство низшего напряжения «10 кВ подстанции конструктивно выполнено комплектным (КРУ 10 кВ) с применением ячеек внутренней установки.

В КРУ 10 кВ подстанции применяется схема 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»» [3].

От двух секций сборных шин КРУ 10 кВ отходят кабельные линии для питания потребителей на напряжении 10 кВ.

В КРУ 10 кВ установлены масляные выключатели марки ВМП-10/1000 У1, разрядники РВС-10 У1, а также два трансформатора напряжения марки НТМИ-10 УХЛ1.

Разъединители ячеек КРУ 10 кВ заменены втычными контактами. Все аппараты монтируются в устаревших ячейках серии КРУ КУ-10, находящиеся в неудовлетворительном состоянии и также требующих замены.

Всё оборудование введено в эксплуатацию в 1989 году.

Таким образом установлено, что в КРУ 10 кВ требуется модернизация устаревших горшковых выключателей, разрядников, ТН и ячеек, в которых они установлены, так как они не обеспечивают требуемой надёжности, а также являются устаревшими моделями.

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции, установлено два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМ-160/10.

Выводы по разделу 1.

Установлено, что рассматриваемый в работе объект реконструкции является понизительной подстанцией ПС 110/35/10 кВ «Новая Ладога», которая по месту расположения в энергосистеме Ленинградской области является тупиковой подстанцией, обеспечивая передачу и распределение электроэнергии потребителям на номинальных напряжениях 35 кВ и 10 кВ.

В результате проведения анализа исходной однолинейной схемы подстанции и характеристики её оборудования, установлено следующее:

- в схеме рассматриваемой понизительной подстанции присутствуют следующие основные структурные элементы: два силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110 (трехобмоточные), преобразующие высшее напряжение 110 кВ до уровней 35 кВ (среднее напряжение) и 10 кВ (низшее напряжение), а также три распределительных устройства высшего (110 кВ), среднего (35 кВ) и низшего (10 кВ) напряжений;
- масляные баковые выключатели, разъединители и разрядники, установленные в схеме ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ, а также горшковые выключатели и разрядники в КРУ 10 кВ, являются устаревшими аппаратами, требующих замены на современное оборудование, также рекомендована замена ТН в ОРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ на более современные модификации;
- в связи с планируемым увеличением нагрузки потребителей подстанции на напряжении 35 кВ и 10 кВ, для чего предлагается ввести в эксплуатацию вторую воздушную линию напряжением 35 кВ, которая будет питаться от первой секции сборных шин ОРУ 35 кВ подстанции, а также подключить новую нагрузку потребителей 10 кВ на незанятые ячейки «Резерв».

Указанные мероприятия после детального обоснования в работе далее предлагается внедрить на объекте исследования.

2 Проектирование реконструкции подстанции

2.1 Расчет ожидаемых электрических нагрузок

Расчет ожидаемых электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области после реконструкции имеет большое значение для поддержания устойчивого электроснабжения муниципальных, бытовых и особенно промышленных объектов, которые получают питание от подстанции, поскольку развитие инфраструктуры региона сопровождается возрастанием электрических нагрузок потребителей, а также изменениями в структуре электрической сети вследствие подключения и ввода в эксплуатацию новых линий для питания новой нагрузки.

Прогнозирование нагрузок основывается на статистических и аналитических данных, отражающих текущий уровень электропотребления и перспективы увеличения подключаемой мощности в связи с реализацией инвестиционных проектов, в частности, проекта реконструкции подстанции.

При оценке суммарной ожидаемой нагрузки учитываются максимальные часы потребления, а также факторы сезонного и суточного характера, влияющие на пиковые значения тока и соответствующие потери напряжения в питающих линиях. При определении максимальной нагрузки подстанции, проводится расчёт для отдельных присоединений, далее «рассчитывается нагрузка на сборных шинах соответствующего напряжения, затем определяется суммарная нагрузка подстанции. При расчёте нагрузки подстанции используется метод коэффициента спроса» [6].

«Максимальная расчётная активная нагрузка присоединений подстанции, кВт» [6]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « P_n – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

K_c – значение коэффициента спроса» [6].

Так как подстанция работает в непрерывном продолжительном режиме круглосуточно, принимается значение $K_c = 1$.

«Максимальная расчётная полная нагрузка присоединений подстанции, кВА» [6]:

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

где $\cos \varphi$ – «коэффициент активной мощности, о.е.» [6].

«Максимальная расчётная реактивная нагрузка присоединений подстанции, квар» [6]:

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (3)$$

«Суммарная нагрузка на сборных шинах 10 кВ и 35 кВ подстанции» [6]:

$$P_{p.i} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_p, \quad (4)$$

$$Q_{p.i} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_p, \quad (5)$$

$$S_{p.i} = \sqrt{P_{p.i}^2 + Q_{p.i}^2}, \quad (6)$$

где $P_{p.i}$, $Q_{p.i}$, $S_{p.i}$ – «соответственно, значение расчётной активной,

реактивной и полной нагрузки на сборных шинах подстанции i – напряжения (10 кВ и 35 кВ);

K_o – коэффициент одновременности максимума нагрузок на сборных шинах подстанции соответствующего напряжения, о.е» [6].

«Суммарная полная нагрузка всей подстанции определяется как сумма нагрузок на шинах 10 кВ и 35 кВ» [6]:

$$P_{p.ПС} = P_{p.35} + P_{p.10}, \quad (7)$$

$$Q_{p.ПС} = Q_{p.35} + Q_{p.10}, \quad (8)$$

$$S_{P.ПС} = \sqrt{P_{P.ПС}^2 + Q_{P.ПС}^2}, \quad (9)$$

где « $P_{p.35}$, $Q_{p.35}$ – соответственно, расчётная активная и реактивная нагрузка на сборных шинах подстанции напряжением 35 кВ;
 $P_{p.10}$, $Q_{p.10}$ – соответственно, расчётная активная и реактивная нагрузка на сборных шинах подстанции напряжением 10 кВ» [6].

«При этом значение расчётного тока нагрузки» [6]:

$$I_{p.} = \frac{S_{P.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}}, \quad (10)$$

где « $U_{н.}$ – номинальное напряжение, кВ» [6].

Расчёт электрических нагрузок проводится на примере новой линии Л2 напряжением 35 кВ, присоединяющаяся к первой секции сборных шин 35 кВ подстанции, которая будет питать потребителей после проведения реконструкции. Расчётная активная, реактивная и полная нагрузки и расчётный ток определяются, соответственно, по формулам (1), (2), (3) и (10):

$$P_p = 3500 \cdot 1 = 3500 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{3500}{0,94} = 3723,4 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{3723,4^2 - 3500^2} = 1270,3 \text{ квар},$$

$$I_{p.} = \frac{3723,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 61,4 \text{ А}.$$

Последующий расчет электрических нагрузок подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области производится аналогично, результаты заносятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчёта электрических нагрузок после проведения реконструкции на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области

Наименование присоединения	$P_{p.,}$ кВт	$Q_{p.,}$ квар	$S_{p.,}$ кВА	$I_{p.,}$ А
Нагрузка 35 кВ				
Л1	3500,0	1270,3	3723,4	61,4
Л2	3500,0	1270,3	3723,4	61,4
Всего нагрузки 35 кВ ($K_o = 0,9$)	6300,0	2286,5	6702,1	110,6
Нагрузка 10 кВ				
СШ1-10 кВ				
Ф-114	250,0	90,9	266,0	15,4
Ф-03	380,0	137,8	404,2	23,4
Ф-04	420,0	152,4	446,8	25,8
Ф-111	360,0	130,7	383,0	22,1
Ф-108	400,0	145,1	425,5	24,6
Ф-05	280,0	101,7	297,9	17,2
ДГК-1	250,0	90,9	266,0	15,4
Ф-08	300,0	108,7	319,1	18,4
Ф-07	320,0	116,1	340,4	19,7
Ф-06	350,0	126,9	372,3	21,5
Ф-09	250,0	90,9	266,0	15,4
Всего нагрузки СШ1-10 кВ ($K_o = 0,9$)	3204,0	1162,9	3408,5	197,0
СШ2-10 кВ				
ДГК-2	250,0	90,9	266,0	15,4
Ф-203	380,0	137,8	404,2	23,4
Ф-17	420,0	152,4	446,8	25,8
Ф-18	360,0	130,7	383,0	22,1
Ф-10	400,0	145,1	425,5	24,6
Ф-11	280,0	101,7	297,9	17,2
Ф-12	250,0	90,9	266,0	15,4
Ф-13	300,0	108,7	319,1	18,4
Ф-14	320,0	116,1	340,4	19,7
Ф-15	350,0	126,9	372,3	21,5
Ф-16	250,0	90,9	266,0	15,4
Всего нагрузки СШ2-10 кВ ($K_o = 0,9$)	3204,0	1162,9	3408,5	197,0
Всего нагрузки 10 кВ	6408,0	2325,8	6817,0	394,0
Всего нагрузки ПС (ввод 110 кВ)	12708,0	4612,3	13519,1	71,0

В последней графе таблицы 1 ток нагрузки рассчитан для ввода 110 кВ подстанции. Полученные результаты используются далее.

2.2 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

Далее проводится проверка силовых трансформаторов марки ТДТН-16000/110, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией.

«Исходя из исходных данных к выполнению работы, установлено, что на объекте проектирования присутствует значительное число потребителей I и II категорий надёжности, следовательно, на проектируемой подстанции рекомендуется установить два силовых трансформатора, исходя из требований и норм» [14].

Применение двух трансформаторов оправдано не только по причине повышенных требований к надёжности, но и с точки зрения гибкости эксплуатационных режимов.

Раздельная работа пары трансформаторов способствует распределению нагрузок и снижает вероятность перегрева обмоток, а также уменьшает удельные потери.

Мониторинг загрузки и своевременная оценка технического состояния каждого трансформатора подстанции позволяют оптимизировать график ремонтов и продлевать ресурс оборудования.

При этом соответствующее разделение потоков мощности снижает пиковое тепловое воздействие на изоляцию и минимизирует риск повреждений во время режимов перегрузки.

Увеличение числа трансформаторов свыше двух обычно не имеет достаточного экономического эффекта, поскольку возрастает совокупная стоимость монтажа, обслуживания и ремонта дополнительного оборудования [13].

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на двухтрансформаторной подстанции» [16]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot 0,7}, \quad (11)$$

где « $S_{p.ПС}$ – расчётная суммарная нагрузка подстанции» [16].

Проверка силовых трансформаторов марки ТДТН-16000/110, на соответствие увеличившейся нагрузке потребителей подстанции в связи с её реконструкцией, по формуле (11) выполняется:

$$16000 \text{ кВА} \geq \frac{13519,1}{2 \cdot 0,7} \approx 9656,5 \text{ кВА}.$$

«Проверка силовых трансформаторов подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области на нагрузочную способность в нормальном режиме работы и перегрузочную способность в послеаварийном режиме основывается на анализе значений коэффициентов загрузки трансформаторов в данных режимах работы.

Нагрузочная способность трансформаторов в нормальном режиме определяется установившимся значением потребляемой мощности и температурным балансом, при котором достигается максимально допустимая температура обмоток без риска повреждения изоляции» [2].

Данная проверка проводится по следующему условию [2]:

$$K_{3.H} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot S_{T.НОМ}} \leq 0,7. \quad (12)$$

Условие проверки по формуле (12) выполняется:

$$K_{3.H} = \frac{13519,1}{2 \cdot 16000} = 0,42 \leq 0,7.$$

«Перегрузочная способность трансформатора в послеаварийном режиме рассчитывается с поправками на возможное кратковременное превышение установленных значений нагрузки, включая резерв по превышению нормального тока, допустимое время работы» [2] при этом уровне нагрузки и величину запасённого тепла, не вызывающего недопустимых тепловых перегревов в материалах трансформатора.

Данная проверка проводится по следующему условию [2]:

$$K_{3.П} = \frac{S_{ПС}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,4. \quad (13)$$

Условие проверки по формуле (13) выполняется:

$$K_{3.Н} = \frac{13519,1}{16000} = 0,84 \leq 0,7.$$

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области установленные до реконструкции силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 не нуждаются в замене, так как они соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей подстанции вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по нагрузочной способности в нормальном режиме работы и перегрузочной способности в послеаварийном режиме работы.

Своевременная оценка совокупности данных факторов даёт возможность определить фактический ресурс трансформаторов, уточнить интервалы технического обслуживания и спрогнозировать целесообразность модернизации или замены оборудования, гарантирующей поддержание стабильного электроснабжения для потребителей первой и второй категорий надёжности. Таким образом, выбор данных трансформаторов, обоснован.

2.3 Выбор электрической схемы подстанции и основных конструктивных решений

Проводится выбор рациональных схемных решений на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области.

Как ранее было показано в работе, данная подстанция по месту расположения в энергетической системе Ленинградской области и всего региона является тупиковой, таким образом, исходя из этого факта, учитывая категорию надёжности питаемых ею потребителей, а также принимая во внимания мероприятия по реконструкции, в работе принимаются следующие схемные решения:

- «в РУ 110 кВ предлагается заменить ранее применяемую схему 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», состоящей из двух разъединителей, на современную схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»;
- в РУ 35 кВ подстанции предлагается оставить ранее применённую схему 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», внедрив в неё следующие изменения: отключить секционный выключатель в нормальном режиме и установить на нём систему автоматического включения резерва (АВР), обеспечив, таким образом, отдельный режим работы секций сборных шин 35 кВ. Кроме того, от первой секции сборных шин 35 кВ» [3] планируется запитать новую воздушную линию для обеспечения электроснабжения потребителей на напряжении 35 кВ;
- в РУ 10 кВ подстанции предлагается оставить без изменения схему 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с отдельным питанием секций, однако планируется дополнительно задействовать четыре ячейки «Резерв» для обеспечения электроснабжения новых потребителей на напряжении 10 кВ.

Далее проводится выбор основных конструктивных решений для внедрения на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области в результате её реконструкции и модернизации оборудования.

Ранее было установлено, что во всех РУ объекта исследования находятся устаревшее и изношенное оборудование, что приводит к значительному снижению показателей надёжности, экономичности и безопасности» [12], [14].

Таким образом, в работе предлагается применить следующие конструктивные решения на подстанции, которые обеспечат указанные требуемые показатели:

- вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 110 кВ применить современный тип РУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ 110 кВ);
- вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 35 кВ применить модульное комплектное распределительное устройство закрытого типа с вакуумной изоляцией (КРУ 35 кВ);
- вместо устаревших и неэффективных масляных горшковых выключателей в КРУ 10 кВ использовать современные выключатели с вакуумной изоляцией.

Таким образом, реконструкция схемы и модернизация оборудования на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области предполагает отказ от громоздкого оборудования с масляной и воздушной средой и внедрение современных инновационных элегазовых и вакуумных технологий.

Известно, что применение современной элегазовой изоляции на стороне 110 кВ обеспечивает улучшенную электрическую прочность, высокую операционную гибкость и повышенную безопасность обслуживающего персонала.

Модульные распределительные устройства закрытого типа на номинальное напряжение 35 кВ, выполненные на основе вакуумной изоляции, гарантируют удобство и простоту монтажа, компактность и сокращение

площадей, снижение эксплуатационных затрат и сокращение рисков, связанных с окружающей средой, а также высокие показатели надёжности и безопасности.

В качестве коммутационных аппаратов на номинальном напряжении 10 кВ используются вакуумные выключатели, отличающиеся стабильной работой, отсутствием горючих жидкостей, минимальными потерями мощности и удобством технического обслуживания.

Таким образом, принятые конструктивные решения для внедрения на подстанции повышают параметры надёжности, экономичности, «экологичности и безопасности, а также живучести сети и упрощает последующие монтаж и эксплуатацию, а переход к элегазовой и вакуумной изоляции снижает уровень шумового воздействия, устраняет риски возгорания, снижает вес конструкций и повышает надёжность функционирования» [16] всего комплекса оборудования объекта реконструкции.

Данные конструктивные решения принимаются за основу в работе. Выбор конкретных марок и производителей ячеек КРУЭ 110 кВ и КРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ осуществляется в работе далее.

Выводы по разделу 2.

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области установленные до реконструкции силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 не нуждаются в замене, так как они соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей подстанции вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по нагрузочной способности в нормальном режиме работы и перегрузочной способности в послеаварийном режиме работы.

Своевременная оценка совокупности данных факторов даёт возможность определить фактический ресурс трансформаторов, уточнить интервалы технического обслуживания и спрогнозировать целесообразность

модернизации или замены оборудования, гарантирующей поддержание стабильного электроснабжения для потребителей первой и второй категорий надёжности. Таким образом, выбор данных трансформаторов, обоснован.

В результате выбора рациональных схемных и конструктивных решений на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области, предложены и обоснованы следующие основные решения:

- в РУ 110 кВ предлагается заменить ранее применяемую схему 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», состоящей из двух разъединителей, на современную схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», а также вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 110 кВ применить современный тип КРУЭ 110 кВ с соответствующим оборудованием;
- в РУ 35 кВ подстанции предлагается оставить ранее применённую схему 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», внедрив в неё следующие изменения: отключить секционный выключатель и установить на нём систему АВР, обеспечив раздельный режим работы секций сборных шин 35 кВ. Кроме того, от первой секции сборных шин 35 кВ планируется запитать новую воздушную линию для обеспечения электроснабжения потребителей, а вместо ОРУ 35 кВ применить КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией;
- в РУ 10 кВ подстанции предлагается оставить без изменения схему 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», однако также планируется дополнительно задействовать четыре ячейки «Резерв» для обеспечения электроснабжения новых потребителей на напряжении 10 кВ и заменить устаревшие и неэффективные масляные горшковые выключатели на современные выключатели с вакуумной изоляцией (с заменой устаревших ячеек серии КРУ КУ-10, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, на современные модификации).

3 Расчёт токов короткого замыкания

3.1 Составление расчётной схемы

Известно, что на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области расчёт токов короткого замыкания (КЗ) является основанием для корректного выбора коммутационных аппаратов и настройки релейных защит.

Итоговый анализ полученных результатов токов КЗ показывает соответствие выбранного оборудования требованиям по электродинамической и термической стойкости, а также задаёт исходные данные для выбора уставок релейной защиты, что гарантирует надёжное отключение аварийных режимов на объекте исследования.

Процесс расчёта токов КЗ начинается с изучения фактической конфигурации сети и параметров её элементов: внешних источников питания, силовых трансформаторов, секций шин и линий, после чего формируется упрощённая модель, дающая возможность аналитически определить максимальные уровни трёхфазного короткого замыкания.

Данная модель отображается в виде расчётной схемы.

Известно, что максимальные значения «токов КЗ на подстанции будут на выводах силового трансформатора по сторонах 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ в послеаварийном режиме работы, когда на подстанции остаётся в работе один силовой трансформатор и вся подстанция получает питание от энергосистемы по одной цепи питающей ВЛ-110 кВ.

Поэтому расчёт токов КЗ проводится именно в данных точках (точки К1, К2 и К3), которые отмечаются на расчётной схеме» [15], представленной в работе на рисунке 3.

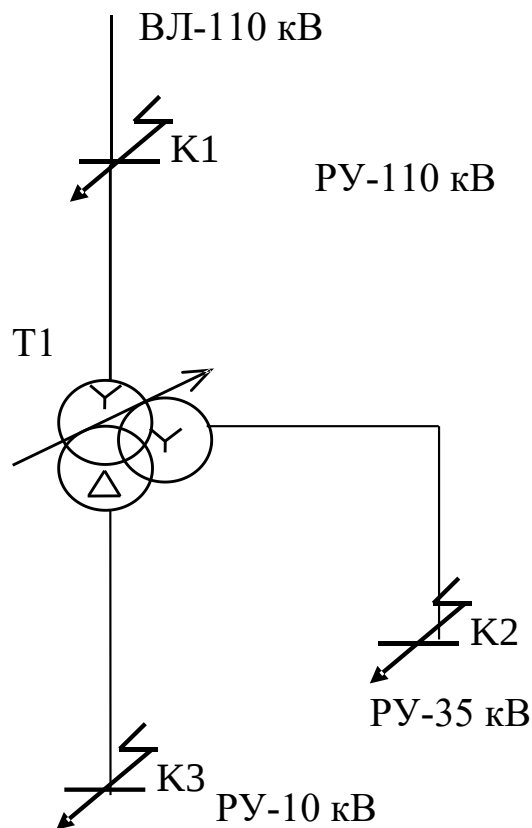


Рисунок 3 – Расчётная схема для определения токов КЗ

«Известно, что правильно составленная схема замещения, показанная на рисунке 4, позволяет правильно рассчитать все сопротивления элементов, что позволит в конечном итоге найти эквивалентные (результатирующие) сопротивления для определения токов КЗ в каждой расчётной точке.

На схеме замещения указываются сопротивления всех элементов и точки для расчётов токов КЗ.

Силовые трансформаторы, имеющие три класса напряжения (110 кВ, 35 кВ и 10 кВ), на схеме замещения представлены в виде трехобмоточных трансформаторов с тремя сопротивлениями обмоток:

- высшего напряжения (110 кВ) – $X_{ТВ}$;
- среднего напряжения (35 кВ) – $X_{ТС}$;
- низшего напряжения (10 кВ) – $X_{ТН}$ » [15].

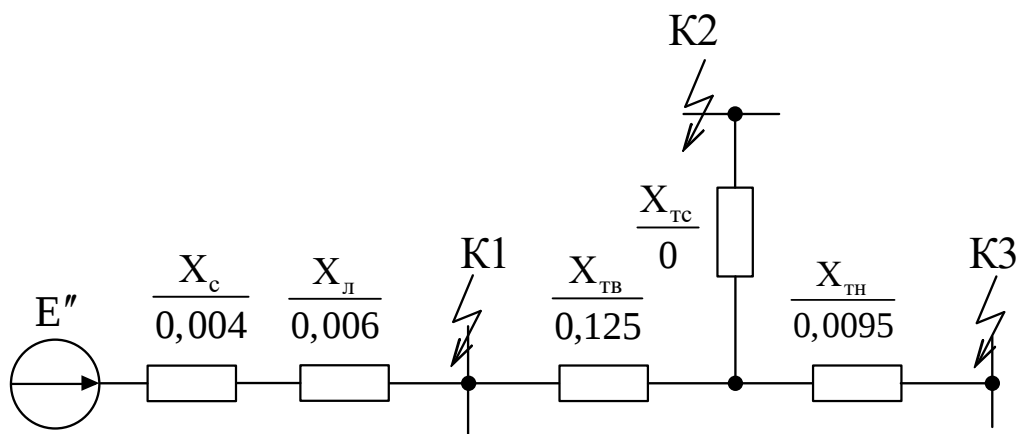


Рисунок 4 – Схема замещения для определения токов КЗ

«На рисунке 4 в знаменателе приведены рассчитанные далее значения сопротивлений элементов.

Расчётная схема и схема замещения используется в работе далее для расчёта токов короткого замыкания на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области в максимальном режиме» [15].

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Используя расчётную схемы и построенную по ней схему замещения, проводится непосредственный «расчёт токов КЗ на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области в максимальном режиме.

Базисная мощность в работе для удобства расчётов принимается равной номинальной мощности силового трансформатора ПС 110/35/10 кВ – 16000 кВА» [15].

Максимальные значения напряжений для ступеней схемы замещения принимается большим в 1,05 раза номинальных напряжений, так как «расчёт токов КЗ проводится на выводах силового трансформатора подстанции

110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области в максимальном режиме» [15]:

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_{ном}, \quad (14)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ступени, кВ.

«Для ступеней напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ» [15] схемы замещения, значения базисного напряжения по формуле (14):

$$U_{\delta 1} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 2} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 3} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

При расчёте в работе принимается единое базисное напряжение основной ступени ВН, равное 115 кВ. К данному напряжению приводятся все полученные значения сопротивлений схемы замещения.

«Базисный ток» [15]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}. \quad (15)$$

«Для ступеней напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ схемы замещения, значения базисного тока с учётом принятых ранее базисных условий» [15] по формуле (15):

$$I_{\delta 1} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 0,08 \text{ кА},$$

$$I_{\delta 2} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 0,25 \text{ кА},$$

$$I_{\delta 3} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,88 \text{ кА.}$$

«Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ПС 110/35/10 кВ в относительных единицах, с последующим приведением их к базисным условиям.

Сопротивление питающей энергосистемы» [15]:

$$x_{c*} = \frac{S_{\delta}''}{S_{\kappa}}, \text{ o.e.}, \quad (16)$$

где S_{κ}'' – «мощность энергосистемы в режиме КЗ на шинах источника питания» [15].

«При приведении к базисной мощности подстанции» [15] по формуле (16):

$$x_{c*} = \frac{16}{4000} = 0,004 \text{ o.e.}$$

«Сопротивление питающей линии 110 кВ» [4]:

$$x_{l*} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \text{ o.e.}, \quad (17)$$

где « x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км» [15].

«Питающая ВЛ-110 кВ имеет длину 12 км, следовательно, её сопротивление в относительных единицах при приведении к базисным условиям» [15]:

$$x_{*л} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{16}{115,5^2} = 0,006 \text{ o.e.}$$

«Относительные сопротивления лучей схемы замещения трехобмоточного силового трансформатора подстанции, при приведении к базисным условиям» [15]:

$$x_{*мв} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%)}{100}, \quad (18)$$

$$x_{*мс} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вс}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вн}, \%)}{100}, \quad (19)$$

$$x_{*мн} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} \cdot \frac{0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%)}{100}. \quad (20)$$

«Расчет сопротивлений силового трансформатора» [15] производится по соответствующим формулам (18,19,20):

$$x_{*мв} = \frac{16}{16} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 12,5 - 9,5)}{100} = 0,125 \text{ o.e.},$$

$$x_{*мс} = \frac{16}{16} \cdot \frac{0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22)}{100} = 0 \text{ o.e.},$$

$$x_{*мн} = \frac{16}{16} \cdot \frac{0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5)}{100} = 0,095 \text{ o.e.}$$

На втором этапе необходимо провести расчёт начального «значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания, а также ударных токов в каждой расчётной точке» [15] схемы замещения.

Известно, что начальное значение периодической составляющей «трёхфазного тока короткого замыкания и ударный ток на выводах силового трансформатора» [15] в режиме максимальной загрузки характеризуют высоты

пики и интенсивность электродинамических воздействий, возникающих в первые мгновения аварии. Периодическая составляющая определяет амплитуду устоявшегося короткого замыкания и указывает на динамику потоков энергии в элементах сети, а ударный ток отражает мгновенную перегрузку оборудования, вызывающую пиковые механические усилия в его узлах.

Оценка обоих параметров подчиняется требованиям надёжности и безопасности, поскольку правильно рассчитанные значения позволяют оптимизировать как собственно систему защиты, так и механическую прочность основного оборудования для установки в РУ всех классов напряжения на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется с учётом результирующих сопротивлений к каждой точке КЗ, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [15]:

$$I_K^{(3)} = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{\sigma} \quad (21)$$

где « $x_{рез}$ – значение результирующих сопротивлений к каждой точке КЗ, о.е.» [15].

«Значение результирующего сопротивления к точке К1 в относительных единицах» [15]:

$$x_{рез.К1}^* = x_c^* + x_l^*, \text{ о.е.}, \quad (22)$$

$$x_{рез.К1}^* = 0,004 + 0,0006 = 0,01 \text{ о.е.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К1 (выводы трансформатора 110 кВ) в максимальном режиме работы с приведением к базисным условиям в именованных единицах по (21)» [15]:

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{1}{0,01} \cdot 0,08 = 8,0 \text{ кА.}$$

«Аналогично определены результирующие сопротивления и начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 (выводы трансформатора 35 кВ) в максимальном режиме работы с приведением к базисным условиям в именованных единицах» [15]:

$$x_{рез.К2} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тс}, \text{ о.е.,} \quad (23)$$

$$x_{рез.К2} = 0,004 + 0,006 + 0,125 + 0 = 0,135 \text{ о.е.,}$$

$$I_{K2\max}^{(3)} = \frac{1}{0,135} \cdot 0,25 = 1,85 \text{ кА.}$$

«Аналогично определены результирующие сопротивления и начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К3 (выводы трансформатора 10 кВ) в максимальном режиме работы с приведением к базисным условиям в именованных единицах» [15]:

$$x_{рез.К3} = x_c + x_l + x_{тв} + x_{тн}, \text{ о.е.,} \quad (24)$$

$$x_{рез.К3} = 0,004 + 0,006 + 0,125 + 0,095 = 0,23 \text{ о.е.,}$$

«Расчет тока короткого замыкания в точке КЗ» [15] по формуле (21):

$$I_{KЗ_{\max}}^{(3)} = \frac{1}{0,23} \cdot 0,88 = 3,83 \text{ кА}.$$

«Значение ударного тока в расчётных точках схемы» [15]:

$$i_{\text{уд.}K} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_K^{(3)}, \quad (25)$$

где « $\kappa_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент трёхфазного тока КЗ» [15].

«Расчёт ударных токов трёхфазного КЗ, соответственно, в расчётных точках К1, К2 и КЗ схемы замещения» [15]:

$$i_{\text{уд}K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,0 = 20,36 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}K2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,85 = 4,19 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}K3} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,83 = 7,58 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта двухфазного тока короткого замыкания на выводах силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» используются при определении надёжности и чувствительности релейной защиты, поскольку двухфазные режимы характеризуются отличным от трёхфазных аварий распределением тока и напряжения и двухфазный ток КЗ считается минимальным расчётным током при проверке указанных параметров.

«Значение двухфазного тока КЗ упрощённо определяется с учётом максимального значения тока трёхфазного КЗ по соотношению» [15]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}. \quad (26)$$

«Расчёт токов двухфазного КЗ, соответственно, в расчётных точках К1, К2 и К3 схемы замещения» [15] по формуле (26):

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,0 = 6,93 \text{ кА},$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,85 = 1,6 \text{ кА},$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,83 = 3,32 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта токов КЗ, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – «Результаты расчёта токов короткого замыкания» [4]

Параметр, единица измерения	Значение параметра в точке КЗ		
	Точка К1 (110 кВ)	Точка К2 (35 кВ)	Точка К3 (10 кВ)
$I_K^{(3)}, \text{кА}$	8,00	1,85	3,83
$I_K^{(2)}, \text{кА}$	6,93	1,60	3,32
$i_{\text{уд.К}}, \text{кА}$	20,36	4,19	7,58

Полученные результаты расчёта токов КЗ применяются в работе далее.

Выводы по разделу 3.

Получены значения токов трёхфазного и двухфазного КЗ, а также ударных токов, на выводах силового трансформатора на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области в максимальном режиме.

4 Выбор электрооборудования

4.1 Расчёт и выбор электрооборудования на стороне 110 кВ

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара, внешний вид элегазовых моделей которого представлен на рисунке 5 [4].



Рисунок 5 – Элегазовые модули КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит

Выбор современного КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК «Электрощит – ТМ Самара» на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, обусловлен стремлением повысить

надёжность и оптимизировать габариты оборудования с учётом растущих требований к защищённости и долговечности.

В таком устройстве применяется современное модульное элегазовое оборудование, которое находится в герметичной среде под высоким давлением.

Известно, что применение элегазового оборудования даёт новое качество эксплуатации по сравнению с решениями предыдущих поколений.

Высокая диэлектрическая прочность элегаза способствует значительному уменьшению размеров коммутационных блоков и существенно снижает риск повреждений в аварийных режимах, одновременно увеличивая ресурс аппаратуры за счёт стабильных параметров внутри герметичных секций.

Кроме того, модульная конструкция КРУЭ-СЭЩ-110 кВ упрощает монтаж, сокращает площадь размещения и повышает безопасность обслуживания, учитывая отсутствие потребности в обширном открытом пространстве для изоляционных промежутков.

Также известно, что переход на элегазовую среду снижает вероятность технологических сбоев, а также сокращает затраты на обслуживание, гарантируя бесперебойное электроснабжение важных потребителей подстанции.

Таким образом, применение КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК «Электрощит – ТМ Самара» на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, полностью обоснована.

Далее проводится компоновка модулями электрических аппаратов выбранного типа КРУЭ. При выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются. Результаты выбора и проверки элегазовых модулей электрических аппаратов ячеек КРУЭ-СЭЩ-110 кВ для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – «Результаты выбора и проверки элегазовых модулей электрических аппаратов ячеек КРУЭ-СЭЩ-110 кВ для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога»» [4]

Наименование оборудования	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные оборудования
Элегазовые модули выключателей КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 8 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Элегазовые модули разъединителей КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Элегазовые модули трансформаторов тока КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 100 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-110/800/146-10-III-УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 71 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 20,36 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 146 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные элегазовые модули электрических аппаратов ячеек КРУЭ-СЭЩ-110 кВ и ОПН на вводе и «выводе РУ 110 кВ, предназначенные для установки на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога», показаны в графической части работы.

Они удовлетворяют требованиям выбора и проверки для установки на объекте исследования в результате проведения реконструкции» [4].

4.2 Расчёт и выбор электрооборудования на стороне 35 кВ

«В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, выбрано современное модульное распределительное устройство с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-65, производства ГК Электрощит – ТМ Самара, внешний вид и разрез ячейки которого представлен на рисунке 6» [7].

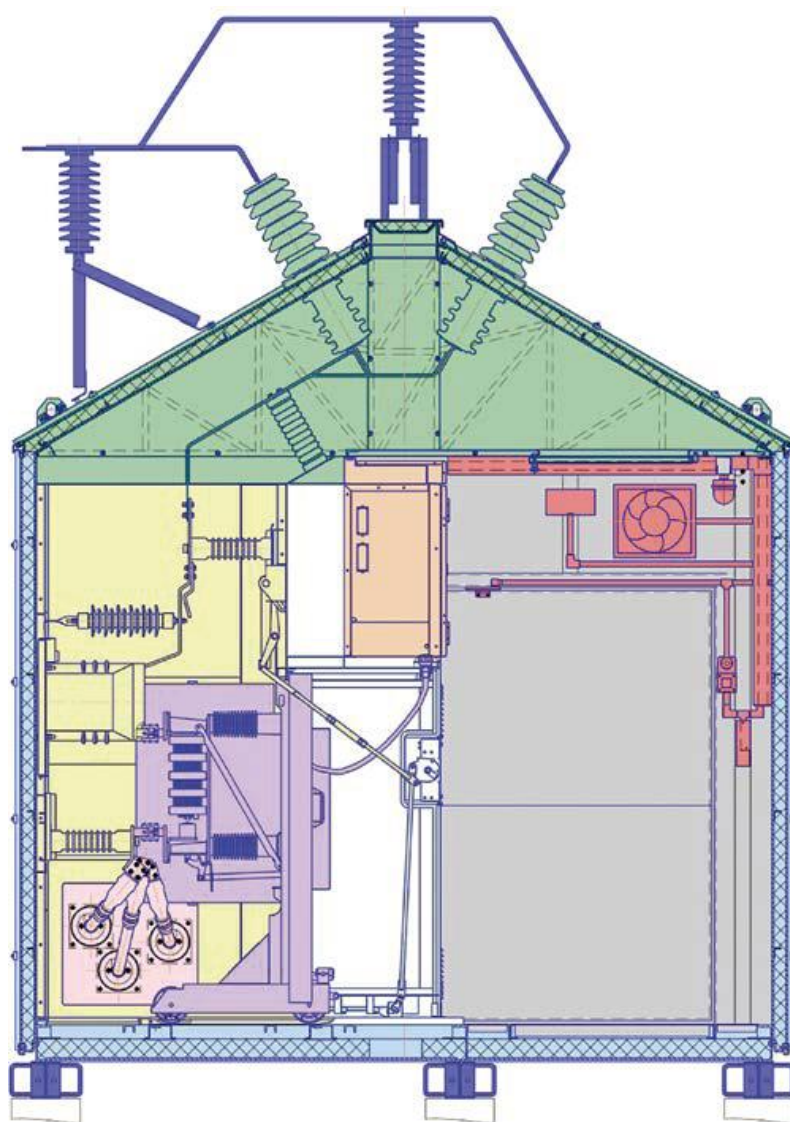


Рисунок 6 – Разрез ячейки модульного распределительного устройства с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-65, производства ГК Электрощит – ТМ Самара

Выбор современного «модульного распределительного устройства с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-65 производства ГК «Электрощит – ТМ Самара»» [7] для стороны 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области ориентирован на достижение высокой надёжности и уменьшение эксплуатационных затрат.

Вакуумная дугогасительная среда обеспечивает длительный ресурс работы выключателей, простоту обслуживания и устранение риска воспламенения, тогда как компактность конструкции снижает занимаемые площади и ускоряет монтаж.

Модульный принцип построения облегчает профилактику и модернизацию без прекращения питания критически важных потребителей, позволяя адаптировать систему под увеличивающиеся нагрузки.

Применение герметичных изоляционных узлов минимизирует воздействие климатических факторов, что расширяет сроки безопасной эксплуатации и повышает общий уровень устойчивости данного МРУ.

Таким образом, применение указанного типа МРУ на стороне 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, полностью обоснована.

Далее проводится компоновка электрическими аппаратами выбранного типа КРУ 35 кВ.

При выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются.

При выборе используется методика [9].

Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65, для установки на стороне 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – «Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией марки КРУ–СЭЩ–65, для установки на стороне 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области» [7]

Наименование оборудования	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные оборудования
Выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 1,85 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 25 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 110,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 4,19 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 44 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,85^2 \cdot 3 = 10,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Все выбранные электрические аппараты для установки в ячейках КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-65 на стороне 35 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога», показаны в графической части работы.

Они удовлетворяют требованиям выбора и проверки.

4.3 Расчёт и выбор электрооборудования на стороне 10 кВ

«В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования на стороне 10 кВ» [9] подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, выбрано современное комплектное распределительное устройство с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-80-10Н кВ, производства ГК Электрощит – ТМ Самара, внешний вид которого представлен на рисунке 7 [8].



Рисунок 7 – Ячейка комплектного распределительного устройства с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-80-10Н кВ, производства ГК Электрощит – ТМ Самара

Применение комплектного «распределительного устройства КРУ-СЭЩ-80-10 с вакуумной изоляцией марки ГК «Электроцит – ТМ Самара» для напряжения 10 кВ» [8] подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области оправдано повышенными требованиями к надёжности, уменьшением эксплуатационных рисков и эксплуатационных затрат.

Вакуумная технология гашения дуги исключает необходимость в горючих жидкостях, облегчает обслуживание и продляет срок службы коммутационных аппаратов.

Герметичная конструкция предотвращает негативное влияние влаги и пыли, повышая устойчивость распределительного устройства к агрессивным внешним факторам.

Продолжительный ресурс безаварийной работы сохраняет запас для будущих модернизаций и допускает адаптацию оборудования под возросшие нагрузки.

Известно, что работа оборудования в вакуумной изоляции уменьшает потери, понижает шумовые характеристики и гарантирует высокий уровень безопасности для персонала.

Плавность коммутаций и отсутствие взрывоопасных компонентов повышают надёжность эксплуатации, что особенно важно для объекта исследования. Таким образом, применение данного типа ячеек для модернизации КРУ 10 кВ подстанции, обосновано.

Далее проводится компоновка электрическими аппаратами выбранного типа КРУ 10 кВ. При выборе рационального оборудования, проводится сравнение паспортных данных оборудования с расчётными данными цепи, в которую они устанавливаются. При выборе используется методика [9].

Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-80-10Н, для установки на стороне 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора и проверки электрических аппаратов для применения в ячейках КРУ 10 кВ с вакуумной изоляцией марки КРУ-СЭЩ-80-10Н

Наименование оборудования	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные оборудования
Выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 УХЛ2 (вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}$	$I_{н.т} = 3,83 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 500 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
Ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 394,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 7,58 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 12,7 \text{ кА}$
	$I_T^2 \cdot t_T \leq B_K$	$I_T^2 \cdot t_T = 3,83^2 \cdot 3 = 44,0 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

«Все выбранные электрические аппараты, выбранные для установки в ячейках КРУ 10 кВ марки КРУ-СЭЩ-80-10Н на стороне 10 кВ подстанции 110/35/10 кВ» [8] «Новая Ладога», показаны в графической части работы.

Они удовлетворяют требованиям выбора и проверки.

4.4 Расчет и выбор системы собственных нужд подстанции

Система собственных нужд (СН) подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области поддерживает бесперебойное функционирование ключевых узлов, находящихся внутри территории объекта, и формирует основу для безотказной работы всего технологического комплекса подстанции.

Структура такой системы формируется исходя из требований к надёжности, учёта аварийных режимов и доступности резервных источников, поскольку любая потеря питания внутри подстанции недопустима для потребителей первой и второй категорий.

Непрерывная подача энергии к цепям управления, релейной защите, приводу коммутационных аппаратов, цепям автоматики и телемеханики предотвращает задержку защитных действий и повышает оперативность диспетчерских команд.

Состав системы собственных нужд включает преобразовательные модули, отвечающие за питание элементов с постоянным и переменным током, аккумуляторные батареи повышенной ёмкости для компенсации пропадания внешней сети, а также комплектные шкафы распределения с функциями контроля и диагностики.

Трансформаторы СН, подключённые к РУ 10 кВ, снабжают все подсистемы рабочего и аварийного электроснабжения, обеспечивая синхронную работу приводов электрических аппаратов, систем охлаждения силового оборудования и источников освещения (как наружного, так и внутреннего освещения КРУ 35 кВ, КРУ 10 кВ и КРУЭ 110 кВ на подстанции).

Надёжность системы СН создаёт базу для безопасного выполнения оперативных переключений и определяет высокий уровень надёжности на подстанции.

Ранее в работе было установлено, что для обеспечения питания СН подстанции, на ней установлено два трансформатора собственных нужд (ТСН) марки ТМ-160/10.

Проводится проверка данных трансформаторов на перегрузочную способность, для чего на первом этапе осуществляется расчёт нагрузки системы СН.

«Расчетная активная мощность СН» [9]:

$$P_p = \alpha \cdot P_{ном}, \quad (27)$$

где « α – коэффициент спроса потребителей;

$P_{ном}$ – номинальная мощность потребителей СН» [9].

«Номинальная активная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$P_{ном} = P_{ном.ед} \cdot n, \quad (28)$$

где « $P_{ном.ед}$ – номинальная мощность СН;

n – число единиц однотипного оборудования СН, шт.» [9].

«Расчетная реактивная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (29)$$

где « $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности потребителей СН» [9].

«Расчетная полная нагрузка системы СН подстанции» [9]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (30)$$

«Расчётная нагрузка наружного освещения территории подстанции (потребитель системы СН)» [9] по условиям (27 – 30):

$$P_{ном} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ кВт},$$

$$P_p = 1 \cdot 1 = 1 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1 \cdot 0 = 0 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{1^2 + 0^2} = 1 \text{ кВА}.$$

Результаты расчёта остальных нагрузок системы СН подстанции представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчёта нагрузок системы СН подстанции

Нагрузка	Кол-во, ед.	Номинальная мощность		cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка		
		одного ЭП, кВт	общая, кВт			α	P _p , кВт	Q _p , квар
Питание ОПУ	1	35	35	0,9	0,48	0,7	24,5	11,8
Обогрев шкафов РЗиА	1	12	12	0,8	0,75	1,0	12,0	9,0
ЗВУ	2	8	16	0,9	0,48	0,5	8,0	3,8
РПН Т1 и Т2	2	1	2	0,85	0,62	0,7	1,4	0,9
Охлаждение Т1 и Т2	12	0,75	9	0,85	0,62	0,85	7,7	4,7
Обогрев РПН Т1 и Т2	1	4	4	1,0	0	1,0	4,0	0,0
Наружное освещение территории	2	0,5	1	1,0	0	1,0	1,0	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление ячеек и оборудования КРУ 10 кВ	1	25	25	0,95	0	0,7	17,5	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление оборудования КРУ 35 кВ	1	20	20	0,95	0	0,7	14	0,0
Телемеханика, видеонаблюдение, сигнализация и автоматика	1	8	8	0,7	0,39	1,0	8,0	3,1
Аварийное освещение	1	0,3	0,3	1,0	0	1,0	0,3	0,0
Питание цепей блокировки	1	1	1	0,9	0,48	1,0	1,0	0,5
Итого по системе СН	26	115,55	133,3	0,88	0,48	0,85	99,4	33,8

«Полная нагрузка системы СН подстанции» [9] по формуле (30):

$$S_p = \sqrt{99,4^2 + 33,8^2} = 104,9 \text{ кВА}.$$

«Мощность силового трансформатора системы собственных нужд определяется по условию» [9]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (31)$$

где « S_p – значение полной расчётной нагрузки системы СН подстанции;

N – количество ТСН на подстанции, ед.;

K_3 – нормативный коэффициент загрузки ТСН подстанции» [9].

Проверка ТСН марки ТМ-160/10, на соответствие нагрузке потребителей системы СН подстанции в связи с её реконструкцией, выполняется по формуле (31):

$$160 \text{ кВА} \geq \frac{104,9}{2 \cdot 0,85} \approx 61,7 \text{ кВА}.$$

В результате проведения расчётов подтверждено, что ТСН марки ТМ-160/10, установленные на подстанции, не нуждаются в замене.

Выводы по разделу 4.

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, выбраны и проверены расчётным путём, следующие технические решения:

- на стороне 110 кВ выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электроцит – ТМ Самара, которое укомплектовано элегазовыми модулями электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока), а также выбраны

ограничители перенапряжения для установки на вводе и выводе РУ 110 кВ);

- на стороне 35 кВ выбрано КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией и применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-65 производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные), трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35, трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35, ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1);
- на стороне 10 кВ выбрано КРУ 10 кВ с применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-80-10Н производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 УХЛ2 (вакуумные), трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10, трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10, ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1).

Подтверждено, что ТСН марки ТМ-160/10, установленные на подстанции, не нуждаются в замене.

5 Релейная защита и автоматика элементов подстанции

5.1 Выбор токовых защит

Проводится выбор токовых защит для обеспечения защиты оборудования подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области от ненормальных режимов.

Как было показано ранее, на подстанции находится следующее основное оборудование, для которого необходимо обеспечить надёжную защиту:

- два силовых трансформатора марки ТДТН-16000/110;
- линии электропередачи: питающая двухцепная «линия напряжением 110 кВ, две отходящие воздушные линии напряжением 35 кВ (включая одну новую линию, введённую в эксплуатацию» [1] в результате проведения реконструкции), отходящие кабельные линии к потребителям напряжением 10 кВ (включая четыре новые линии, введённые в эксплуатацию в результате проведения реконструкции).

В работе для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки «ТДТН-16000/110 предлагается выбрать следующие основные токовые защиты:

- для защиты от внешних коротких замыканий – дифференциальную защиту без выдержки времени (ДЗ);
- для защиты от внутренних коротких замыканий – максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ);
- для защиты от перегрузки – защиту от перегрузки с действием на сигнал (ЗП);
- для защиты от КЗ на землю – защиту от однофазных КЗ на землю (ЗОЗ);
- для защиты от внутренних повреждений в баке трансформатора – газовая защита (ГЗ)» [1].

Все данные защиты трансформаторов предлагается реализовать на основе микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01 [18], внешний вид которого представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01

Микропроцессорный терминал Сириус-Т4-01 даёт возможность вывести защиту силовых трансформаторов на принципиально новый уровень за счёт новых цифровых алгоритмов и широких возможностей параметрирования.

Высокая точность измерений вместе с гибкой логикой уставок защищает обмотки трансформатора при внешних и внутренних коротких замыканиях и перегрузочных режимах, сохраняя ресурс дорогостоящего оборудования и обеспечивая стабильное электроснабжение потребителей первой и второй категорий.

Дополнительные функции контроля и диагностики в автоматическом режиме фиксируют наличие аномалий, что повышает эффективность профилактических работ.

Цифровая структура терминала исключает многократную настройку параметров при их сбитии, свойственный устаревшим системам, и укрепляет общий уровень помехоустойчивости, необходимый для работы на трансформаторе (с учётом устойчивости к электромагнитным помехам).

Гибкий интерфейс терминала взаимодействует с системами автоматики и телемеханики на подстанции, что открывает возможность дистанционного мониторинга и быстрого реагирования, когда требуется мгновенная перенастройка уставок или выявление потенциальных неисправностей.

Применение данного терминала укрепляет надёжность всего комплекса подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, а также делает эксплуатацию более лёгкой и продлевает срок службы силовых трансформаторов. «Для обеспечения защиты линий, питающих и отходящих от подстанции, предлагается выбрать следующие основные токовые защиты:

- для защиты от внешних коротких замыканий – токовую отсечку без выдержки времени (ТО);
- для защиты от внутренних коротких замыканий – максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ);
- для защиты от КЗ на землю – защиту от однофазных КЗ на землю (ЗОЗ)» [1].

Все данные защиты линий на подстанции предлагается реализовать на основе микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ [10], внешний вид которого представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ

Применение микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ для защиты линий подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, даёт полноценную цифровую платформу, которая точно отрабатывает любые виды коротких замыканий и предоставляет оператору широкий диапазон настроек.

Мгновенное выявление неисправности сочетается с комплексными функциями дистанционной диагностики, поэтому риски крупных технологических нарушений снижаются, а временной интервал между возникновением аварии и её устранением существенно сокращается.

Полное соответствие современным стандартам по электромагнитной совместимости даёт стабильность измерений, что сохраняет высокую точность выбранных уставок, а гибкая архитектура позволяет подстраиваться под изменяющиеся режимы сети без замены основного оборудования.

Современные протоколы обмена данными делают возможным интегрированное взаимодействие с системами автоматики, телемеханики и верхнего уровня диспетчерского управления, что упрощает контроль и добавляет оперативности при выполнении переключений.

Прочный корпус и продуманный конструктив микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ рассчитаны на жёсткие условия высоковольтных линий, гарантируя их длительный ресурс эксплуатации без потери основных технических характеристик.

Такой подход к защите питающих и отходящих линий обеспечивает необходимую надёжность для объектов повышенной категории ответственности, усиливая общую безопасность оборудования рассматриваемой подстанции.

Таким образом, современные микропроцессорные терминалы марки Сириус-Т4-01 подходят для защиты силовых трансформаторов, а терминалы марки Орион-РТЗ – для защиты линий объекта исследования.

Далее в работе проводится расчёт уставок выбранных терминалов защиты.

5.2 Выбор установок терминалов защиты

Проводится выбор уставок терминалов защиты силового трансформатора подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

Основной защитой силовых трансформаторов подстанции является ДЗТ без выдержки времени, которая предназначена для защиты трансформаторов от внешних коротких замыканий. Поэтому при расчёте уставки ДЗТ принимается рассчитанное ранее значение трёхфазного тока КЗ на выводах трансформатора 110 кВ подстанции, равное 8 кА (8000 А).

«Ток небаланса ДЗТ обусловлен только погрешностью работы трансформаторов тока и наличием устройства регулирования напряжения и определяется по выражению» [1]:

$$I_{нб.} = (\kappa_a \cdot \kappa_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (32)$$

где ε – «относительная токовая погрешность ТТ;

$\Delta U_{рег.}$ – диапазон регулирования напряжения» [1].

Таким образом, с учётом данных параметров и ранее рассчитанного тока КЗ на выводах 110 кВ силового трансформатора (внешний ток КЗ), ток небаланса ДЗТ по формуле (32):

$$I_{нб.} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 8000 = 1200 \text{ А.}$$

Уставка тока срабатывания ДЗТ подстанции определяется по следующему условию [1]:

$$I_{с.з.} \geq K_{отс.} \cdot I_{нб.}, \text{ А,} \quad (33)$$

где $K_{отс.}$ – «коэффициент отстройки» [1].

По формуле (33):

$$I_{c.з} \geq 1,3 \cdot 1200 = 1560 \text{ A.}$$

«Коэффициент чувствительности ДЗТ подстанции» [1]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5. \quad (34)$$

«Требования по чувствительности ДЗТ выполняются» [1] по формуле (34):

$$K_{\text{ч.}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6930}{1560} \approx 4,44 > 1,5.$$

Далее проводится выбор защиты от перегрузки. Известно, что ЗП устанавливается со стороны источника питания, значит [1]:

$$I_{c.з} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс.ВН}}, \quad (35)$$

где $K_{\text{н}}$ – «коэффициент надёжности» [1].

«Уставка тока срабатывания ЗП трансформатора подстанции» [1] по формуле (35):

$$I_{c.з} \geq 1,05 \cdot 71 \approx 74,55 \text{ A.}$$

«Условие выбора уставки МТЗ трансформатора подстанции» [1]:

$$I_{c.з} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (36)$$

где $K_{\text{сзн}}$ – «коэффициент самозапуска нагрузки» [1].

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора» [1]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2. \quad (37)$$

«МТЗ устанавливается на всех обмотках трансформатора, являясь основной защитой от внутренних КЗ данного оборудования.

Уставка тока срабатывания МТЗ трансформатора на стороне ВН (110 кВ)» [1] по формуле (36):

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 71 \approx 125 \text{ А}.$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора подстанции на стороне ВН» [1] по формуле (37):

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{6930}{125} \approx 55,4 > 1,2.$$

«Аналогично рассчитаны уставки тока и времени срабатывания МТЗ трансформатора подстанции на сторонах СН (35 кВ) и НН (10 кВ) трансформатора» [1]. Полученные результаты приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта уставок тока и времени срабатывания МТЗ силового трансформатора подстанции

Сторона трансформатора	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$t_{\text{с.з}}, \text{ с}$
ВН (110 кВ)	71,0	125,0	0,5
СН (35 кВ)	110,6	194,7	1,0
НН (10 кВ)	394,0	693,4	1,5

«Для газовой защиты трансформаторов применяется газовое реле марки РГЧЗ-66» [1].

Для защиты от однофазного КЗ на землю, принимается ЗОЗ с уставкой тока срабатывания, равной 1 А (на всех сторонах трансформатора).

Далее проводится выбор уставок терминалов защиты для питающей и отходящей линий подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

«Основной защитой линий является токовая отсечка без выдержки времени (защита от внешних КЗ) и максимальная токовая защита с выдержкой времени (защита от внутренних КЗ)» [1]. Эти две защиты образуют единую структуру – двухступенчатую токовую защиту, которая лишена «мёртвых зон» и обеспечивает надёжность, быстродействие и селективность при защите линий от ненормальных режимов.

Токовая отсечка без выдержки времени защищает сеть от внешних коротких замыканий, срабатывает мгновенно при больших превышениях тока и предупреждает перерастание аварии в более тяжёлые последствия.

«Уставка тока срабатывания ТО линий отстраивается от максимального тока КЗ с учётом рабочего тока линий» [1]:

$$I_{TO} = K_n \cdot I_{KЗ\max}^{(3)}, A, \quad (38)$$

где « K_n – коэффициент надёжности» [1].

Уставка тока срабатывания ТО для защиты линии Л1 напряжением 35 кВ, введённой в эксплуатацию в результате мероприятий по реконструкции подстанции по формуле (38):

$$I_{TO} = 1,2 \cdot 1850 = 2220 A.$$

Аналогично рассчитаны значения уставок токов срабатывания ТО остальных линий и результаты приведены в сводной таблице 8.

Так как токовая отсечка на линиях действует ограниченно, защищая их только от внешних токов КЗ и имея значительную «мёртвую зону», которая

перекрывается действиями МТЗ, данная защита на чувствительность не проверяется.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени реагирует на внутренние короткие замыкания, срабатывает после заданной паузы (выдержка времени), позволяя селективно отключить повреждённую часть сети и сохранить надлежащее электроснабжение остальным потребителям.

«Уставка тока срабатывания МТЗ линий отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки» [1]:

$$I_{MTЗ} = \frac{K_n \cdot K_{зан.}}{K_{возв}} \cdot I_{раб.}, \quad (39)$$

где « K_n – коэффициент надёжности защиты,

$K_{зан}$ – коэффициент запаса,

$K_{возв}$ – коэффициент возврата,

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток» [1].

«Коэффициент чувствительности МТЗ по формуле (37)» [1]:

$$K_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5, \quad (40)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – «ток двухфазного (минимального) КЗ» [1].

Уставка тока срабатывания МТЗ для защиты линии Л1 напряжением 35 кВ, введённой в эксплуатацию в результате мероприятий по реконструкции подстанции по формуле (39):

$$I_{MTЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{1,1} \cdot 61,4 = 100,5 A.$$

Результаты расчёта уставок тока и времени срабатывания ТО и МТЗ линий подстанции приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчёта уставок тока и времени срабатывания ТО и МТЗ линий подстанции

Наименование присоединения	I_p , А	$I_{ТО}$, А	$I_{МТЗ}$, А	$t_{с.з}$, с
Линии 110 кВ				
Ввод 110 кВ Т1	71,0	9600,0	116,2	0,5
Ввод 110 кВ Т2	71,0	9600,0	116,2	0,5
Линии 35 кВ				
Ввод 35 кВ	110,6	2220,0	181,0	1,0
Л1	61,4	2220,0	100,5	1,0
Л2	61,4	2220,0	100,5	1,0
Линии 10 кВ				
СШ1-10 кВ				
Ввод СШ-1 10 кВ	394,0	4596,0	644,7	1,5
Ф-114	15,4	4596,0	25,2	2,0
Ф-03	23,4	4596,0	38,3	2,0
Ф-04	25,8	4596,0	42,2	2,0
Ф-111	22,1	4596,0	36,2	2,0
Ф-108	24,6	4596,0	40,3	2,0
Ф-05	17,2	4596,0	28,1	2,0
ДГК-1	15,4	4596,0	25,2	2,0
Ф-08	18,4	4596,0	30,1	2,0
Ф-07	19,7	4596,0	32,2	2,0
Ф-06	21,5	4596,0	32,5	2,0
Ф-09	15,4	4596,0	25,2	2,0
СШ2-10 кВ				
Ввод СШ2-10 кВ	394,0	4596,0	644,7	1,5
ДГК-2	15,4	4596,0	25,2	2,0
Ф-203	23,4	4596,0	38,3	2,0
Ф-17	25,8	4596,0	42,2	2,0
Ф-18	22,1	4596,0	36,2	2,0
Ф-10	24,6	4596,0	40,3	2,0
Ф-11	17,2	4596,0	28,1	2,0
Ф-12	15,4	4596,0	25,2	2,0
Ф-13	18,4	4596,0	30,1	2,0
Ф-14	19,7	4596,0	32,2	2,0
Ф-15	21,5	4596,0	32,5	2,0
Ф-16	15,4	4596,0	25,2	2,0

Защита от однофазных коротких замыканий на землю выявляет утечки тока, возникающие при пробое изоляции фазы на землю, и предотвращает дальнейшее развитие опасного для оборудования и персонала режима.

В работе на всех линиях принимается токовая уставка срабатывания ЗОЗ, равная 1 А.

Таким образом, основные линии подстанции надёжно защищены.

Выводы по разделу 5.

В работе для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки ТДТН-16000/110, выбраны и рассчитаны уставки основных токовых защит, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01: ДЗТ без выдержки времени, МТЗ с выдержкой времени, ЗП с действием на сигнал, ЗОЗ, ГЗ.

Для обеспечения защиты линий, питающих и отходящих от подстанции, выбраны и рассчитаны уставки следующих основных токовых защиты, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ: ТО без выдержки времени и МТЗ с выдержкой времени (двухступенчатая токовая защита линии), а также ЗОЗ.

Проверена чувствительность выбранных комплектов защит для установки на объекте реконструкции.

6 Молниезащита и заземление подстанции

Молниезащита на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области включает комплекс решений, препятствующих прямому попаданию грозовых разрядов в высоковольтное оборудование и предотвращающих опасные импульсные перенапряжения.

Высота молниеотводов и их характеристики определяются расчётами, в которых должны быть учтены размеры подстанции, высоту сооружений, а также климатические особенности и частоту грозовой активности в регионе.

Правильная расстановка молниеотводов по периметру подстанции минимизируют вероятность повреждений оборудования, вводов и токоведущих частей, а также исключают пробой изоляции вследствие возникновения атмосферных перенапряжений, способные вызвать каскадные нарушения на подстанции и в целом в сети.

Надёжная молниезащита, сформированная с учётом действующих норм и правил, повышает безопасность обслуживания, обеспечивает устойчивость, безопасность и надёжность на подстанции и «поддерживает стабильность электроснабжения всего региона.

Далее проводится расчёт молниезащиты подстанции, которая выполняется классическим способом (с применением стержневых молниеотводов). Предварительно принимается расчётная высота молниеотводов, равная 24 м» [19].

«Радиус защищаемой зоны каждого стержневого молниеотвода» [19]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{x}{h}} \cdot p, \quad (41)$$

где « $h=24$ м – высота молниеотвода;

h_a – активная высота молниеотвода;

p – коэффициент, учитывающий высоту молниеотвода» [19].

«Активная высота молниеотвода» [19]:

$$h_a = h - h_x, \text{ м}, \quad (42)$$
$$h_a = h - h_x = 24 - 12 = 12 \text{ м},$$

«С учётом рассчитанной активной высоты молниеотвода и принятой общей его высоты, определяется радиус зоны защиты одного стержневого молниеотвода» [19] по формуле (41):

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{12}{24}} \cdot 1 = 12,8 \text{ м}.$$

«Наименьшая ширина зоны защиты b_x » [19]:

$$b_x = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7h_a - 1}{14h_a - a}. \quad (43)$$

«Расстояние от молниеотводов до границы защищаемой зоны по длине и ширине подстанции» [19] по формуле (43):

$$b_{x1} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 40}{14 \cdot 12 - 40} = 17,6 \text{ м},$$
$$b_{x2} = 4 \cdot 12,8 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 42}{14 \cdot 12 - 42} = 17,1 \text{ м}.$$

Учитывая размеры подстанции, принимается к установке 6 вертикальных стержневых молниеотводов высотой 24 м. С учётом данного количества, а также активной высоты молниеотвода и радиуса его защиты, проверяется возможность полной защиты подстанции по условию:

$$P \leq n \cdot h_a \cdot r_x, \quad (44)$$

где n – количество молниеотводов на подстанции, ед.;

P – периметр подстанции, м.

Проверка по формуле (44) выполняется:

$$P = 69,5 \cdot 2 + 32 \cdot 2 = 203 \text{ м.}$$

$$P = 203 \text{ м} \leq 6 \cdot 12 \cdot 12,8 = 921,6 \text{ м.}$$

Таким образом установлено, что 6 стержневых молниеотводов высотой 24 м, активной высотой 12 м и радиусом защиты 12,8 м каждый, обеспечат молниезащиту подстанции с учётом её размеров. При этом четыре молниеотвода устанавливаются по периметру подстанции, а два – по центру, обеспечивая, таким образом, полную молниезащиту и взаимное «перекрытие» нескольких зон защиты соседних молниеотводов.

Заземление на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области формирует безопасные условия для обслуживающего персонала и предотвращает накопление опасных потенциалов на токоведущих частях и оборудовании подстанции.

Применение сплошного контура заземления согласуется с требованиями действующих нормативов, обеспечивая выравнивание потенциалов и снижая риск поражения электрическим током.

Уровень сопротивления заземляющего устройства регулярно контролируется, поскольку от него зависит быстродействие и безотказность срабатывания защит, а также общая безопасность, необходимая на подстанции.

Правильное проектирование всей системы заземления сохраняет здоровье сотрудников и предупреждает возникновение потенциально опасных режимов при любой схеме работы подстанции, создавая фундамент для надёжного электроснабжения потребителей.

Далее проводится расчёт заземления подстанции.

«Известно, что при проектировании контура заземления используются два вида заземлителей (электродов): вертикальные и горизонтальные.

Допустимое время воздействия на человека» [14]:

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}}, \text{ с}, \quad (45)$$

где « $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя, с» [14].

По формуле (45):

$$\tau_{\text{в}} = 0,1 + 0,035 = 0,135 \text{ с.}$$

«Сопротивление растекания тока от ступней» [14]:

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho, \text{ Ом}, \quad (46)$$

где ρ – «сопротивление грунта в месте контура заземления, Ом» [14].

По формуле (46):

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot 90 = 135 \text{ Ом.}$$

«Коэффициент растекания тока» [14]:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (47)$$
$$\beta = \frac{1000}{1000 + 135} = 0,97.$$

«Суммарная длина горизонтального заземлителя» [14]:

$$L_r = \frac{a}{l_{\text{г}}} \cdot b + \frac{b}{l_{\text{г}}} \cdot a, \text{ м}, \quad (48)$$

где « a – длина подстанции, м;

b – ширина подстанции, м» [14].

По формуле (48):

$$L_r = \frac{69,5}{5} \cdot 32 + \frac{32}{5} \cdot 69,5 = 889,6 \text{ м}.$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [14]:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{г}} \cdot L_r}{l_{\text{г}} \cdot \sqrt{a \cdot b}} \right)^{0,45}}, \quad (49)$$

$$S = a \cdot b, \text{ м}^2, \quad (50)$$

По формуле (49):

$$S = 69,5 \cdot 32 = 2224 \text{ м}^2,$$

По формуле (50):

$$K_n = \frac{0,5 \cdot 0,97}{\left(\frac{5 \cdot 889,6}{5 \cdot \sqrt{2224}} \right)^{0,45}} = 0,129.$$

«Напряжение на заземлителе» [14]:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон.}}{K_n}, \text{кВ}, \quad (51)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,129} = 3092 \text{ В} \approx 3,09 \text{ кВ}.$$

«Соппротивление заземляющего устройства» [14]:

$$R_{з.дон.} = \frac{U_3}{I_3}, \text{Ом}, \quad (52)$$

$$R_{з.дон.} = \frac{3,09}{1,3} = 2,38 \text{ Ом}.$$

«Условное число ячеек в контуре заземления подстанции (принимается форма квадрата)» [14]:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (53)$$

$$m = \frac{889,6}{2 \cdot \sqrt{2224}} - 1 = 8,43.$$

«Принимается $m=9$.

Длина полос» [14]:

$$L_r^9 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \text{м}, \quad (54)$$

$$L_r^9 = 2 \cdot \sqrt{2224} \cdot (9+1) \approx 943,2 \text{ м}.$$

«Длина сторон ячеек» [14]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \text{ м}, \quad (55)$$

$$b = \frac{\sqrt{2224}}{9} = 5,2 \text{ м}.$$

«Число вертикальных заземлителей» [14]:

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_{\text{в}}} \cdot l_{\text{в}}}, \quad (56)$$

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{2224} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 37,7.$$

«Принимается $n_{\text{в}}=38$.

Общая длина вертикальных заземлителей в контуре заземления подстанции» [14]:

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \text{ м}, \quad (57)$$

$$L_{\text{в}} = 5 \cdot 38 = 190 \text{ м}.$$

«Относительная глубина заложения заземлителей контура заземления подстанции» [14]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}, \text{ м}, \quad (58)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{\sqrt{2224}} = 0,34 \text{ м}.$$

Принимается минимальная глубина заложения заземлителей контура заземления, равная 0,7 м.

«Суммарное сопротивление контура заземления» [14]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_r^9 + L_\theta}, \text{ Ом}, \quad (59)$$
$$R_3 = 0,34 \cdot \frac{60}{\sqrt{2224}} + \frac{60}{943,2 + 190} = 0,485 \text{ Ом}.$$

С учётом ранее рассчитанного допустимого сопротивления контура заземления, равного 2,38 Ом, условия проверки спроектированного контура заземления подстанции выполняются:

$$R_3 = 0,485 \text{ Ом} \leq R_{3.\text{доп.}} = 2,38 \text{ Ом}.$$

Таким образом, рассчитан контур заземления подстанции, состоящий из 38 вертикальных электродов с глубиной заложения 0,7 м и длиной по 5 м каждый, с расстоянием между соседними электродами 5 м.

Выводы по разделу 6.

Установлено, что 6 стержневых молниеотводов высотой 24 м, активной высотой 12 м и радиусом защиты 12,8 м каждый, обеспечат молниезащиту подстанции с учётом её размеров.

При этом четыре молниеотвода устанавливаются по периметру подстанции, а два – по центру, обеспечивая, таким образом, полную молниезащиту и взаимное «перекрытие» нескольких зон защиты соседних молниеотводов.

Рассчитан защитный контур заземления подстанции, состоящий из 38 вертикальных электродов с глубиной заложения 0,7 м и длиной по 5 м каждый, с расстоянием между соседними электродами 5 м.

7 Технико-экономическое обоснование реконструкции подстанции «Новая Ладога»

7.1 Анализ затрат на реконструкцию подстанции

Ранее в работе, для внедрения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений и модернизации оборудования, на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области были выбраны и обоснованы следующие технологические решения:

- на стороне 110 кВ выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано элегазовыми модулями электрических аппаратов: (модули выключателей – 3 единицы, модули разъединителей – 8 единиц, модули трансформаторов тока – 3 единицы и ограничители перенапряжения на вводе и выводе РУ 110 кВ – 12 единиц (однофазный аппарат));
- на стороне 35 кВ выбрано КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией и применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-65 производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные) – 5 единиц, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35 – 10 единиц (однофазный аппарат, схема «неполной звезды»), трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35 – 2 единицы, ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1 – 12 единиц (однофазный аппарат));
- на стороне 10 кВ выбрано КРУ 10 кВ с применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-80-10Н производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 УХЛ2 (вакуумные) – 25 единиц, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 – 50 единиц (однофазный

- аппарат, схема «неполной звезды»), трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10 – 2 единицы, ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1) – 81 единица (однофазный аппарат));
- выбраны микропроцессорные терминалы марки Сириус-Т4-01 (для защиты силовых трансформаторов подстанции) – 2 единицы;
 - выбраны микропроцессорные терминалы марки Орион-РТЗ (для защиты линий подстанции) – 29 единиц.

Проводится расчёт капиталовложений в реконструкцию подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

Суммарные капиталовложения в проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области формируются с учётом стоимости приобретаемого оборудования.

Дополнительно учитываются накладные расходы, отражающие расходы на общую организацию реконструкции, командировочные затраты и вознаграждения вспомогательному персоналу, а также транспортные издержки, обусловленные необходимостью доставки массивного электротехнического оборудования к месту проведения работ.

Структура агрегированных расходов учитывает тип и количество устройств, уровень их технологической сложности, сроки поставки и требуемую логистику, поскольку крупногабаритные грузы часто нуждаются в специализированном транспорте, что увеличивает базовый бюджет проекта, однако позволяет в полной мере учесть возможные затраты на его реализацию.

Таким образом, суммарные капиталовложения в проект реконструкции подстанции определяется по условию [17]:

$$K = C \cdot n + M_m + M_n, \quad (60)$$

где « n – количество единиц оборудования, шт.;

$C_{осн}$ – стоимость одной единицы, тыс. руб.;

M_n – накладные расходы, тыс. руб.;

M_m – транспортные расходы, тыс. руб.» [17].

Результаты расчета стоимости капиталовложений в проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчета стоимости капиталовложений в проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области

Марка оборудования (проводника)	Кол-во ед., шт. (км.)	Стоимость, за единицу, тыс. руб.	Суммарная стоимость, тыс. руб.
Электрические аппараты			
Элегазовые модули выключателей КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	3	800,0	2400,0
Элегазовые модули разъединителей КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	8	500,0	4000,0
Элегазовые модули трансформаторов тока КРУЭ-СЭЩ-110 кВ	3	400,0	1200,0
Ограничители перенапряжения ОПНп-110/800/146-10-III-УХЛ1	12	80,0	960,0
Выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные)	5	400,0	2000,0
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35	10	80,0	800,0
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35	2	150,0	300,0
Ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1	12	40,0	480,0
Вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/1000 УХЛ2	25	200,0	5000,0
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10	50	40,0	2000,0
Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-10	2	80,0	160,0
Ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12,7/10/1,1	81	20,0	1620,0
Устройства вторичных цепей			
Блок РЗиА «Сириус-Т4-01» (полная комплектация)	2	200,0	400,0
Блок РЗиА «Орион-РТЗ» (полная комплектация)	29	150,0	4350,0
Итого	-	-	25670,0

Суммарные капиталовложения в проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области по формуле (60):

$$K = 25670 + 0,3 \cdot 25670 + 0,1 \cdot 25670 = 35938 \text{ тыс.руб.}$$

Полученные результаты используются далее.

Далее необходимо провести расчёт эксплуатационных издержек (затрат) на внедрение проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области [17]:

$$\text{ЭЗ} = 3П + СВ + A_o + P_{\text{ТО}} + Пр, \quad (61)$$

где «3П, СВ – соответственно, заработная плата и страховые взносы, тыс. руб.;

A_o, P_o – соответственно, амортизационные отчисления и затраты на ремонт и ТО, тыс. руб.;

$Пр$ – прочие расходы, тыс. руб.» [17].

«Заработная плата обслуживающего персонала» [17]:

$$3П = M_o \cdot N \cdot K_{\text{дон}} \cdot T, \quad (62)$$

где M_o – «средний месячный оклад рабочего, тыс. руб.;

N – количество оперативно – технических работников, чел.;

$K_{\text{дон}}$ – коэффициент дополнительной оплаты труда» [17].

По формуле (62):

$$3П = 60 \cdot 5 \cdot 1,5 \cdot 12 = 5400 \text{ тыс.руб.}$$

«Страховые взносы от заработной платы» [17]:

$$СВ = 0,309 \cdot 3П, \text{ тыс.руб.} \quad (63)$$

$$СВ = 0,309 \cdot 5400 = 1668,6 \text{ тыс.руб.}$$

«Амортизационные отчисления» [17]:

$$A_o = K \cdot \frac{a}{100}, \quad (64)$$

где « a – годовая норма амортизации, %» [17].

По формуле (64):

$$A_o = 35938 \cdot 0,1 = 3593,8 \text{ тыс.руб.}$$

«Затраты на ремонт и техническое обслуживание (ТО)» [17]:

$$P_{TO} = K \cdot \frac{r}{100}, \quad (65)$$

где r – годовая норма отчислений на ТО, % [17].

По формуле (65):

$$P_{TO} = 35938 \cdot 0,05 = 1796,9 \text{ тыс.руб.}$$

«Прочие расходы» [17]:

$$Pr = 0,01 \cdot K, \text{ тыс.руб.} \quad (66)$$

$$Pr = 0,01 \cdot 35938 \approx 359,4 \text{ тыс.руб.}$$

«Суммарные годовые эксплуатационные издержки» [17] по формуле (61):

$$\Sigma \text{З} = 5400 + 1668,6 + 3593,8 + 1796,9 + 359,4 = 12818,7 \text{ тыс.руб.}$$

«Суммарная стоимость проекта реконструкции подстанции» [19]:

$$C = K + ЭЗ. \quad (67)$$

$$C = 35938 + 12818,7 = 48756,7 \text{ тыс.руб.}$$

Полученные результаты используются в работе далее.

7.2 Оценка экономической эффективности предложенных решений по реконструкции

Оценка экономической эффективности предложенных решений по реконструкции определяется сроком окупаемости проекта.

Срок окупаемости проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области является ключевым показателем, отражающим соотношение капитальных затрат и совокупной экономической выгоды от повышения надёжности электроснабжения и уменьшения риска технологических простоев.

Правильная оценка временного интервала возврата инвестиций основывается на учёте тарифной политики, анализа требуемого объёма передаваемой электроэнергии и учёта расходов на эксплуатацию нового оборудования, внедрённого в результате проведения реконструкции на объекте исследования.

Существенное влияние оказывает сокращение эксплуатационных затрат, поскольку внедрение современных коммутационных аппаратов и усовершенствованных терминалов релейных защит, создаёт условия для уменьшения длительности вынужденных отключений и сокращения расходов на ремонт [20].

Дополнительная экономическая выгода проявляется благодаря снижению потерь энергии и повышенной устойчивости сети, что приводит к более эффективному распределению нагрузки и сокращению пиковых затрат.

«Срок окупаемости капиталовложений в проект реконструкции подстанции» [17]:

$$C_o = \frac{K}{\mathcal{E}}, \text{ лет}, \quad (68)$$

где $\mathcal{E}$ – «полученный эффект от внедрения нового электрооборудования в результате реконструкции, руб.» [17].

«Полученный эффект от внедрения нового электрооборудования» [17]:

$$\mathcal{E} = k_{\mathcal{E}} \cdot C, \text{ тыс.руб.}, \quad (69)$$

где « $k_{\mathcal{E}}$ – коэффициент эффективности капиталовложений» [17].

По формуле (69):

$$\mathcal{E} = 0,25 \cdot 48756,7 \approx 12189,2 \text{ тыс.руб.}$$

«Срок окупаемости проекта» [17] по формуле (68):

$$C_o = \frac{35938}{12189,2} \approx 2,95 \approx 3 \text{ года.}$$

«Таким образом, срок окупаемости проекта реконструкции подстанции составляет 3 года, что соответствует нормативному сроку, следовательно, проект экономически эффективен» [17].

Выводы по разделу 7.

Расчётным путём установлено, что срок окупаемости проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области составляет 3 года, что соответствует нормативному сроку, следовательно, проект эффективен с экономической точки зрения.

Заключение

В работе разработан проект комплексной реконструкции электрической части понизительной подстанции энергосистемы 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области.

Установлено, что рассматриваемый в работе объект реконструкции является понизительной подстанцией ПС 110/35/10 кВ «Новая Ладога», которая по месту расположения в энергосистеме Ленинградской области является тупиковой подстанцией, обеспечивая передачу и распределение электроэнергии потребителям на номинальных напряжениях 35 кВ и 10 кВ.

В результате проведения анализа исходной однолинейной схемы подстанции и характеристики её оборудования, установлено следующее:

- в схеме рассматриваемой понизительной подстанции присутствуют следующие основные структурные элементы: два силовые трансформатора марки ТДТН-16000/110 (трехобмоточные), преобразующие высшее напряжение 110 кВ до уровней 35 кВ (среднее напряжение) и 10 кВ (низшее напряжение), а также три распределительных устройства высшего (110 кВ), среднего (35 кВ) и низшего (10 кВ) напряжений;
- масляные баковые выключатели, разъединители и разрядники, установленные в схеме ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ, а также горшковые выключатели и разрядники в КРУ 10 кВ, являются устаревшими аппаратами, требующих замены на современное оборудование, также рекомендована замена ТН в ОРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ на более современные модификации;
- в связи с планируемым увеличением нагрузки потребителей подстанции на напряжении 35 кВ и 10 кВ, для чего предлагается ввести в эксплуатацию вторую воздушную линию напряжением 35 кВ, которая будет питаться от первой секции сборных шин ОРУ 35 кВ

подстанции, а также подключить новую нагрузку потребителей 10 кВ на незанятые ячейки «Резерв».

В результате проведения расчётов установлено, что на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области установленные до реконструкции силовые трансформаторы марки ТДТН-16000/110 не нуждаются в замене, так как они соответствуют условиям проверки по расчётной нагрузке потребителей подстанции вследствие увеличения её нагрузки, а также отвечают условиям проверки по нагрузочной способности в нормальном режиме работы и перегрузочной способности в послеаварийном режиме работы.

Своевременная оценка совокупности данных факторов даёт возможность определить фактический ресурс трансформаторов, уточнить интервалы технического обслуживания и спрогнозировать целесообразность модернизации или замены оборудования, гарантирующей поддержание стабильного электроснабжения для потребителей первой и второй категорий надёжности. Таким образом, выбор данных трансформаторов, обоснован.

В результате выбора рациональных схемных и конструктивных решений на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» Ленинградской области, предложены и обоснованы следующие основные решения:

- в РУ 110 кВ предлагается заменить ранее применяемую схему 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», состоящей из двух разъединителей, на современную схему 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», а также вместо устаревшего и громоздкого ОРУ 110 кВ применить современный тип КРУЭ 110 кВ с соответствующими оборудованием;
- в РУ 35 кВ подстанции предлагается оставить ранее применённую схему 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», внедрив в неё следующие изменения: отключить секционный выключатель и установить на нём систему АВР, обеспечив

- раздельный режим работы секций сборных шин 35 кВ. Кроме того, от первой секции сборных шин 35 кВ планируется запитать новую воздушную линию для обеспечения электроснабжения потребителей, а вместо ОРУ 35 кВ применить КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией;
- в РУ 10 кВ подстанции предлагается оставить без изменения схему 10-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», однако также планируется дополнительно задействовать четыре ячейки «Резерв» для обеспечения электроснабжения новых потребителей на напряжении 10 кВ и заменить устаревшие и неэффективные масляные горшковые выключатели на современные выключатели с вакуумной изоляцией (с заменой устаревших ячеек серии КРУ КУ-10, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, на современные модификации).

Получены значения токов трёхфазного и двухфазного КЗ, а также ударных токов, на выводах силового трансформатора на подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области в максимальном режиме.

В результате проведения реконструкции схемы и модернизации оборудования подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области, выбраны и проверены расчётным путём, следующие технические решения:

- на стороне 110 кВ выбрано современное КРУЭ-СЭЩ-110 кВ производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано элегазовыми модулями электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока), а также выбраны ограничители перенапряжения для установки на вводе и выводе РУ 110 кВ);
- на стороне 35 кВ выбрано КРУ 35 кВ с вакуумной изоляцией и применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-65 производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами (выключатели ВВУ-СЭЩ-35-25/630 УХЛ2 (вакуумные),

трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35, трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35, ограничители перенапряжения ОПН-П1-35/44/10/3 УХЛ1);

- на стороне 10 кВ выбрано КРУ 10 кВ с применением ячеек марки КРУ-СЭЩ-80-10Н производства ГК Электрощит – ТМ Самара, которое укомплектовано электрическими аппаратами.

Подтверждено, что ТСН марки ТМ-160/10, установленные на подстанции, не нуждаются в замене.

В работе для обеспечения защиты силовых трансформаторов подстанции марки ТДТН-16000/110, выбраны и рассчитаны уставки основных токовых защит, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Сириус-Т4-01: ДЗТ без выдержки времени, МТЗ с выдержкой времени, ЗП с действием на сигнал, ЗОЗ, ГЗ.

Для обеспечения защиты линий, питающих и отходящих от подстанции, выбраны и рассчитаны уставки следующих основных токовых защиты, которые реализованы на основе микропроцессорных терминалов марки Орион-РТЗ: ТО без выдержки времени и МТЗ с выдержкой времени (двухступенчатая токовая защита линии), а также ЗОЗ. Проверена чувствительность выбранных комплектов защит.

Установлено, что 6 стержневых молниеотводов высотой 24 м, активной высотой 12 м и радиусом защиты 12,8 м каждый, обеспечат молниезащиту подстанции с учётом её размеров. При этом четыре молниеотвода устанавливаются по периметру подстанции, а два – по центру, обеспечивая, таким образом, полную молниезащиту и взаимное «перекрытие» нескольких зон защиты соседних молниеотводов.

Расчётным путём установлено, что срок окупаемости проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Новая Ладога» в Ленинградской области составляет 3 года, что соответствует нормативному сроку, следовательно, предложенный проект эффективен с экономической точки зрения.

Список используемых источников

1. Агафонов, А.И. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. / А.И. Агафонов, Т.Ю. Бростилова, Н.Б. Джазовский – М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 21.12.2024).
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 21.12.2024).
4. Каталог КРУЭ-СЭЩ-110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-%D0%A1%D0%AD%D0%A9-110_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhpltemn1972110597 (дата обращения: 21.12.2024).
5. Каталог подстанций России. Подстанция «Новая Ладога» (2243157) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/relation/2243157#map=17/60.089769/32.292665> (дата обращения: 21.12.2024).
6. Киреева, Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений / Э.В. Киреева – М.: КноРус, 2019. 236 с.
7. КРУ СЭЩ-65 35 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-65-35-kv/?ysclid=lhpkrv8q2370055485> (дата обращения: 21.12.2024).
8. КРУ СЭЩ-80 6, 10 кВ [Электронный ресурс]: URL:

<https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-80-n/> (дата обращения: 21.12.2024).

9. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций / А.Е. Немировский – М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.

10. Орион-РТЗ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/kompaktnye-ustroystva-rza-6-35-kv/orion-rtz.php> (дата обращения: 21.12.2024).

11. Подстанция «Новая Ладога». Линии электропередач [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#12.36/60.06926/32.30511> (дата обращения: 21.12.2024).

12. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ от 15 декабря 2020 г. № 903н / Приказ от 29 апреля 2022 г. № 279н). Изд-во Мини-Тайп, 2023. 216 с.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

14. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

15. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 21.12.2024).

16. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – М.: Форум, 2021. 383 с.

17. Сибикин, Ю.Д. Технология энергосбережения / Ю.Д. Сибикин – М.: Инфра-М, 2022. 336 с.

18. Сириус-Т4-01 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-zashchity-transformatorov-i-avtotransformatorov-6-220-kv-s-podderzhkoy-standarta-mek-6185/sirius-t4->

01.php (дата обращения: 21.12.2024).

19. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 21.12.2024).

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва, 2020. 142 с.