

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго»

Обучающийся

А.Ю. Петришин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2024

Аннотация

В работе разработаны мероприятия по модернизация электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго», который предполагает замену устаревшего оборудования открытого распределительного устройства 110 кВ (далее – ОРУ-110 кВ) на современное комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией того же класса напряжения (далее – КРУЭ-110 кВ). Установлено, что данная замена необходима для повышения надежности работы, безопасности эксплуатации и снижения затрат на обслуживание оборудования РУ-110 кВ данной подстанции.

Также проведена модернизация системы собственных нужд и релейной защиты подстанции с целью повышения показателей надёжности, безопасности, ремонтпригодности, удобства обслуживания и ремонта данных вторичных систем коммутации подстанции.

Кроме того, осуществлена реконструкция схемы электрических соединений 110 кВ мобильной модульной подстанции 110/10 кВ (далее – ММПС-110/10 кВ), входящей в состав электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго». Установлено, что данная реконструкция обусловлена вводом дополнительного силового трансформатора марки ТДН-25000/110, что необходимо для улучшения условий резервирования на данном объекте энергетики.

Работа состоит из расчётно-пояснительной записки объёмом 63 страницы и графической части, представленной виде 6 чертежей формата А1.

Для визуализации материала расчётно-пояснительная записка содержит 9 рисунков и 10 таблиц.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ состояния схемы и оборудования подстанции.....	7
1.1 Характеристика климатических условий и расположения подстанции .	7
1.2 Исходная характеристика схемы и оборудования подстанции.....	9
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции	19
3 Проверка силовых трансформаторов подстанции.....	25
4 Расчёт токов короткого замыкания	29
5 Выбор и проверка токоведущих частей и коммутационного оборудования	36
5.1 Выбор и проверка проводников	36
5.2 Модернизация РУ-110 кВ подстанции	40
5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов	44
6 Модернизация системы собственных нужд и релейной защиты.....	51
6.1 Модернизация системы собственных нужд подстанции.....	51
6.2 Модернизация системы релейной защиты подстанции.....	52
Заключение	56
Список используемых источников.....	61

Введение

Трансформаторные подстанции являются ключевыми элементами энергосистемы, выполняя функции понижения высокого напряжения до уровня, приемлемого для конечных потребителей. От их технического состояния напрямую зависит качество и устойчивость работы всей электрической сети.

С течением времени оборудование на многих подстанциях устаревает и подвергается износу, что приводит к повышенным рискам возникновения аварийных ситуаций и вынужденным отключениям электроснабжения.

Это негативно сказывается на работе потребителей, особенно промышленных предприятий и критически важных объектов инфраструктуры. Замена устаревших элементов на современные аналоги с использованием новейших технологий позволяет существенно повысить надежность электроснабжения и сократить риски аварий.

Одним из ключевых направлений модернизации является переход к использованию более эффективных трансформаторов с меньшими потерями электроэнергии. Современные трансформаторы обладают улучшенными характеристиками, такими как высокая степень автоматизации, улучшенная система охлаждения, и они рассчитаны на работу в условиях изменчивых нагрузок, что позволяет оптимизировать распределение электроэнергии и снизить эксплуатационные затраты, что особенно актуально в условиях увеличения энергопотребления. Кроме того, такая модернизация предусматривает внедрение систем автоматического управления и мониторинга.

Цифровые технологии, включающие интеллектуальные системы контроля, позволяют оперативно отслеживать состояние оборудования, анализировать параметры работы и прогнозировать возможные неисправности. Наличие данных аспектов обеспечивают возможность

быстрого реагирования на возникающие проблемы, минимизируя время простоя и потенциальные убытки от аварийных отключений.

Таким образом, модернизация подстанций с применением цифровых решений способствует переходу к «умным» сетям, способным более гибко реагировать на изменения в энергопотреблении и повышать общий уровень безопасности энергоснабжения.

Экономические аспекты также играют важную роль в обосновании необходимости модернизации. Инвестиции в обновление подстанций окупаются за счет сокращения эксплуатационных расходов, снижения потерь энергии и повышения общего КПД энергосистемы. Оптимизация управления нагрузками, снижение рисков аварийных отключений и улучшение качества электроэнергии способствуют росту производительности и конкурентоспособности экономики страны.

Кроме технических и экономических преимуществ, модернизация трансформаторных подстанций оказывает позитивное воздействие на экологическую обстановку. Использование современного оборудования, обладающего меньшим уровнем потерь, приводит к снижению выбросов парниковых газов в энергетическом секторе. Таким образом, модернизация энергетической инфраструктуры вносит вклад в выполнение международных обязательств по снижению углеродного следа и способствует устойчивому развитию энергетики Российской Федерации.

В условиях роста требований к качеству и надежности электроснабжения модернизация понизительных трансформаторных подстанций становится неотъемлемой частью развития энергосистемы страны. Своевременное обновление и совершенствование этих объектов позволяет повысить эффективность использования электроэнергии, улучшить управление сетью и обеспечить потребителям стабильное и качественное энергоснабжение, отвечающее современным стандартам [20]. Перечисленные факторы обуславливают актуальность и практическую ценность настоящей работы.

Основной целью работы является разработка мероприятий, а также комплексных и схемных решений по модернизация электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго».

«Объектом исследования является электрическая часть понизительной подстанции ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго».

Предметом исследования являются показатели надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности электрической части понизительной подстанции ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго» в результате внедрения мероприятий по её модернизации» [18].

Первая основная задача предполагает замену устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ на современное комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-110 кВ. Установлено, что данная замена необходима для повышения надёжности работы, безопасности эксплуатации и снижения затрат на обслуживание оборудования РУ-110 кВ данной подстанции.

Второй основной задачей работы является модернизация системы собственных нужд и релейной защиты подстанции с целью повышения показателей надёжности, безопасности, ремонтпригодности, удобства обслуживания и ремонта данных вторичных систем коммутации подстанции.

Третья основная задача работы состоит в реконструкции мобильной модульной подстанции ММПС-110/10 кВ, входящей в состав электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго». Установлено, что такая реконструкция обусловлена вводом дополнительного силового трансформатора марки ТДН-25000/110, что необходимо для улучшения условий резервирования на данном объекте энергетики.

Таким образом, в результате решения поставленных основных задач, ожидается разработка рационального, надёжного и безопасного проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

1 Анализ состояния схемы и оборудования подстанции

1.1 Характеристика климатических условий и расположения подстанции

Как было указано ранее, объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

На первом этапе работы для решения поставленных задач, приводится исходная характеристика схемы и оборудования подстанции.

Рассматриваемая понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» (ПС 525) расположена на проспекте Гоголя, 8А в городе Всеволожск Всеволожского района Ленинградской области [18].

Расположение понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» (ПС 525) на карте местности города Всеволожск Всеволожского района Ленинградской области показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расположение понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» (ПС 525) на карте местности города Всеволожск Всеволожского района Ленинградской области

Данная подстанция является очень важной в регионе, так как обеспечивает электроэнергией многочисленные промышленные и бытовые потребители.

Также она является важнейшим узлом резервирования мощности в регионе.

По расположению в энергосистеме региона, указанная подстанция является проходной (транзитной).

Далее приводятся климатические и топографические условия местности, в которой расположена подстанция. Используется источник [10].

Данная информация важна и используется при выборе и проверке оборудования и проводников, а также способа их прокладки.

Местность в районе расположения подстанции представляет собой лесистую озёрно-болотистую равнину (абсолютная высота до 60 м), труднопроходимую вне дорог для тяжёлой строительной техники.

Поверхность равнины – холмистая или холмисто-грядовая, пересечена реками, каналами и канавами.

Цепочки холмов и гряд разделены плоскими заболоченными понижениями.

Гребни гряд волнистые или ровные, вершины холмов и гряд – плоские или округлые, склоны крутизной 8-15° (местами более).

Распространены выходы коренных пород, скопления валунов диаметром 2-6 м.

«Климат Всеволожского района характеризуется умеренно теплым летом и продолжительной, неустойчивой, с частыми оттепелями, зимой. В отдельные дни температура воздуха при оттепелях достигает положительных значений, что вызывает интенсивное таяние снега и при последующем похолодании приводит к образованию ледяной корки. За зиму может отмечаться до 25 дней с оттепелью. Наиболее мягкой и неустойчивой бывает первая половина зимы. Весна и осень носят затяжной характер» [10].

Приведённые общие сведения о подстанции используются далее.

1.2 Исходная характеристика схемы и оборудования подстанции

Как было указано ранее, объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

В результате проведения анализа исходных данных, было установлено, что понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» является проходной (транзитной) подстанцией энергосистемы.

Она получает питание от энергосистемы по двум отпаечным линиям напряжением 110 кВ [18]:

- питающая линия 1 (ввод 1, 110 кВ): воздушная линия «Колтуши – Ильинка»;
- питающая линия 2 (ввод 2, 110 кВ): воздушная линия «Восточная-Коммунальная – Ильинка».

В случае дефицита мощности, понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» может использоваться как транзитная подстанция, что предусмотрено в её схеме.

Как правило, в данном случае используется первая питающая линия 110 кВ, которая для выполнения данной задачи преобразуется из питающей в транзитную линию 110 кВ «Ильинка – Колтуши». При этом вторая питающая линия 110 кВ «Восточная-Коммунальная – Ильинка», как правило в транзите не участвует, постоянно оставаясь в роли питающей линии 110 кВ.

«Таким образом, в схеме подстанции присутствует необходимый и достаточный уровень резервирования на питающем напряжении 110 кВ» [18], с возможностью обратного транзита электроэнергии в энергетическую систему региона.

Принцип питания транзитной (проходной) подстанции (ПС) 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» от двух различных источников питания (ИП) показан на рисунке 2.

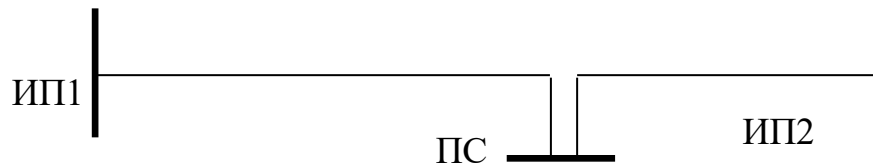


Рисунок 2 – Принцип питания транзитной (проходной) подстанции (ПС) от двух различных источников питания (ИП)

Далее рассматривается общая структурная схема понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

Структура подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» включает в себя оборудование, которое обеспечивает приём электроэнергии на номинальном напряжении 110 кВ и дальнейшее понижение до уровня 10 кВ для соответствующего распределения между конечными потребителями подстанции.

Данный факт позволяет снабжать электроэнергией все промышленные и бытовые объекты, а также осуществлять транзит мощности в энергосистему в случае её дефицита (по транзитной линии 110 кВ «Ильинка – Колтуши»).

В связи с тем, что подавляющее большинство потребителей, которые питаются от подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», относятся к 1 и 2 категориям надёжности, рекомендуется на всех ступенях трансформации применять два ввода [14].

Структурная схема понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» представлена в работе на рисунке 3.

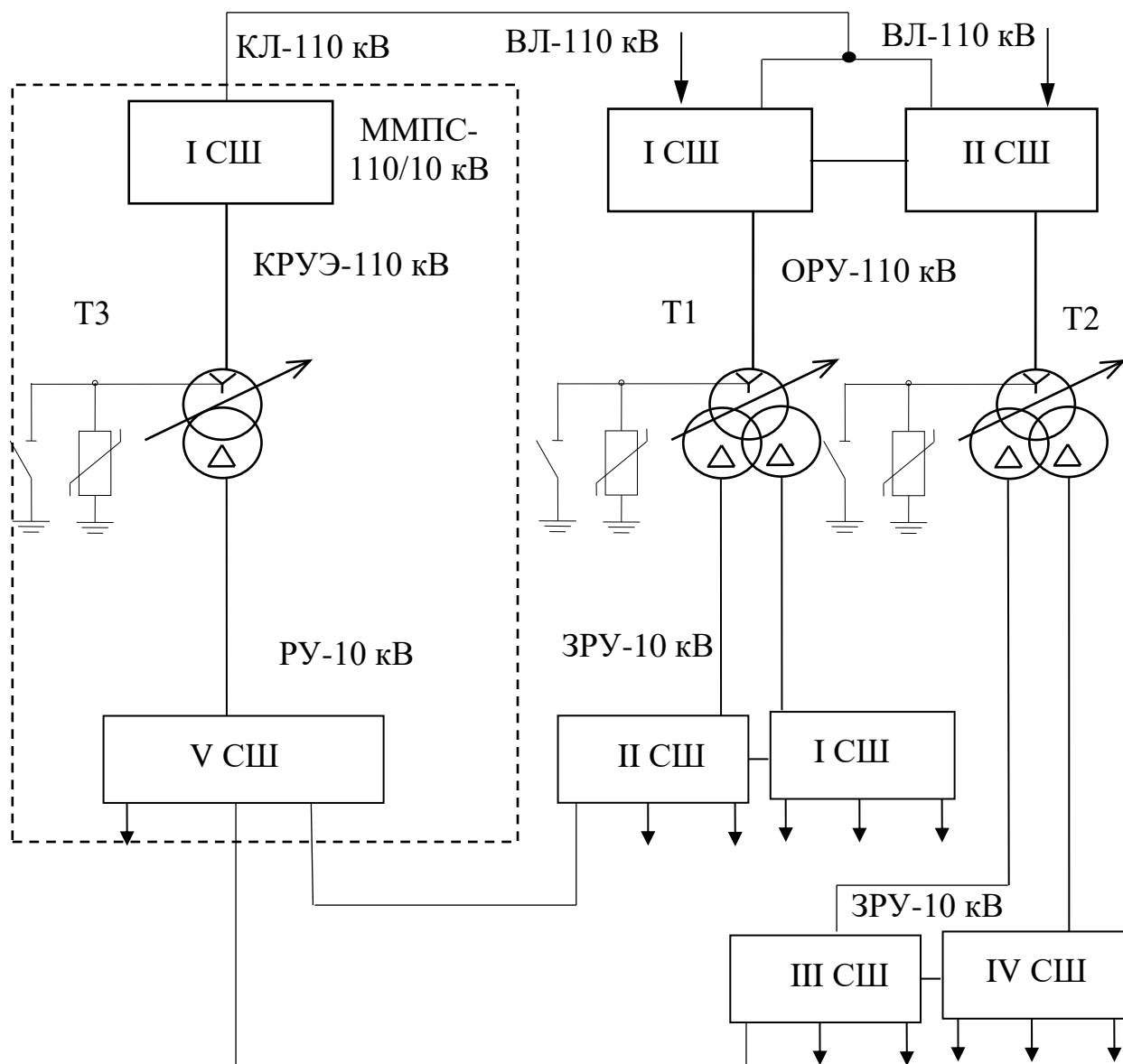


Рисунок 3 – Исходная структурная схема понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»

Особенностью структурной схемы понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» является то, что в её состав входит ММПС-110/10 кВ с трансформатором ТДН-25000/110 (показана на рисунке 3).

Исходя из структурной схемы рисунка 3 установлено, на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» находится следующее оборудование:

- в состав рассматриваемой подстанции входит основная часть схемы (с Т1 и Т2), а также ММПС-110/10 кВ с Т3, применяющаяся для

обеспечения резервирования питания потребителей подстанции на стороне 10 кВ в случае необходимости транзита мощности по линии 110 кВ «Ильинка – Колтуши»;

- для приёма и распределение электроэнергии на подстанции присутствуют два класса распределительных устройства (высшего напряжения – РУ ВН, 110 кВ и низшего напряжения – РУ НН – 10 кВ), которые находятся на стороне высшего напряжения трансформаторов Т1, Т2 и Т3;
- для понижения напряжения с 110 кВ до 110 кВ и 10 кВ установлены два силовых трансформатора Т1 и Т2 с расщеплённой обмоткой марки ТРДНН-40000/110-У1 классами напряжений 110/10/10 кВ, а также один силовой трансформатор Т3 марки ТДН-25000/110 на ММПС-«110/10 кВ, обеспечивающий резервирование потребителей подстанции на напряжении 10 кВ» [18].

Конструктивное исполнение и техническое состояние оборудования распределительных устройств подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» следующее:

- РУ ВН основной части, 110 кВ – выполнено открытым, по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» [5], открытого типа, установлены следующие коммутационные и защитные аппараты: выключатели высокого напряжения марки ВМТ-110Б-25/2500 (со встроенными «трансформаторами тока), разъединители марки РДЗ-110/2500 УХЛ1, трансформаторы напряжения марки НКФ-110-83 У1, ограничители перенапряжения марки ОПН-110 ПН УХЛ1» [18];
- РУ ВН, 110 кВ ММПС-110/10 кВ (входит в состав подстанции) – выполнено с применением элегазовой изоляции (КРУЭ-110 кВ), по схеме «Блок линия-трансформатор с выключателем» [5], установлены коммутационные и защитные аппараты элегазового типа для КРУЭ (модули);

- РУ НН основной части, 10 кВ – выполнено по схеме «Две рабочие, секционированные выключателями, системы шин» [5] (благодаря питанию от шин НН трансформаторов с расщеплённой обмоткой Т1 и Т2), закрытого типа с применением ячеек КРУ, установлены следующие коммутационные и защитные аппараты: выключатели высокого напряжения марки ВВР-10-20/2000А УХЛ2, «трансформаторы тока марки ТОЛ-10 1500/5 0,5/10Р (0,5S/10Р), трансформаторы напряжения марки НОМ-10, ограничители перенапряжения марки ОПН-п-10/12,7/10/680 УХЛ1» [18];
- РУ НН, 10 кВ ММПС-110/10 кВ (входит в состав подстанции) – выполнено по схеме «Одна рабочая система шин, не секционированная выключателем» [5], комплектного типа с применением ячеек КРУ, установлены следующие коммутационные и защитные аппараты: выключатели высокого напряжения марки ВВР-10-20/2000А УХЛ2, «трансформаторы тока марки ТОЛ-10 1500/5 0,5/10Р (0,5S/10Р), трансформаторы напряжения марки НОМ-10, ограничители перенапряжения марки ОПН-п-10/12,7/10/680 УХЛ1» [18].

В результате проведения анализа установлено, что все схемы электрических соединений всех РУ отвечают требованиям по надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения [5].

В результате проведения анализа установлено, что к потребителям рассматриваемой подстанции относятся промышленные и бытовые объекты, которые имеют различную проектную мощность и категории надёжности.

Они получают питание на напряжении 10 кВ рассматриваемой подстанции от секций сборных шин СШ1 – СШ5.

Исходные данные потребителей рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные потребителей подстанции 110/10 кВ «Ильинка»
 ПАО «Россети-Ленэнерго»

Наименование присоединения	P_m , кВт	Категория надёжности большинства потребителей, получающих питание от СШ
Нагрузка основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2)		
СШ1-10 кВ		
Ф525-117/1117 ГТ ТЭЦ	1500	1,2
Ф525-116 ВПЭС	550	1,2
Ф525-115 ВПЭС	680	1,2
Ф525-113 ВПЭС	520	1,2
Ф525-112 ВПЭС	500	1,2
Ф525-111 ВПЭС	640	1,2
Ф525-109 ВПЭС	650	1,2
Ф525-108 ВПЭС	570	1,2
Ф525-107 ВПЭС	520	1,2
Ф525-103 ВПЭС	680	1,2
Ф525-101 ВПЭС	550	1,2
Всего по СШ1-10 кВ	7360	1,2
СШ2-10 кВ		
Ф525-201 ВПЭС	720	1,2
Ф525-203 ВПЭС	650	1,2
Ф525-204 ВПЭС	540	1,2
Ф525-205 ВПЭС	620	1,2
Ф525-209 ВПЭС	670	1,2
Ф525-211 ВПЭС	620	1,2
Ф525-213 ВПЭС	580	1,2
Ф525-215 ВПЭС	700	1,2
Ф525-216 ВПЭС	730	1,2
Всего по СШ1-10 кВ	5830	1,2
СШ3-10 кВ		
Ф525-316 ВРЭС ПрЭС	1200	1,2
Ф525-315 ЛОЭСК ПрЭС	1200	1,2
Ф525-313 ВПЭС	920	1,2
Ф525-312 ВПЭС	850	1,2
Ф525-311 ВПЭС	900	1,2
Ф525-301 ВПЭС	840	1,2
Всего по СШ3-10 кВ	5910	1,2
СШ4-10 кВ		
Ф525-401 Недвижимость	800	1,2
Ф525-403 ВПЭС	750	1,2
Ф525-405/1405 ГТ ТЭЦ	1500	1,2
Ф525-408	920	1,2
Ф525-409 ВПЭС	850	1,2
Ф525-411 ЛОЭСК ПрЭС	1200	1,2
Ф525-412 ВПЭС	720	1,2
Ф525-413 ВПЭС	750	1,2
Ф525-415 ВРЭС ПрЭС	1200	1,2
Ф525-416/1416 ВРЭС ПрЭС	1200	1,2
Всего по СШ4-10 кВ	9890	1,2

Продолжение таблицы 1

Наименование присоединения	$P_{м.}$, кВт	Категория надёжности большинства потребителей, получающих питание от СШ
Всего нагрузки основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2)	28990	1,2
Нагрузка ММПС-110/10 кВ (трансформатор Т3)		
СШ5-10 кВ		
13Р СП-3/5 (резервное питание СШ3-10 кВ 10 кВ)	6000	1,2
13Р СП-2/5 (резервное питание СШ2-10 кВ 10 кВ)	6000	1,2
Всего по СШ5-10 кВ	12000	1,2
Всего нагрузки ТП-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» (вводные шины 110 кВ)	40990	1,2

Таким образом, в результате проведения анализа потребителей рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», установлено, что данная подстанция питает нагрузку пяти секций сборных шин 10 кВ (четыре секции СШ1-СШ4 получают питание от трансформаторов Т1 и Т2, одна секция СШ5 – от трансформатора Т3).

Однако, как было указано ранее, для резервного питания нагрузки основной части ПС СШ1-10 кВ и СШ4-10 кВ, а также с целью обеспечения дополнительного резервирования на стороне 110 кВ в случае транзита мощности по линии 110 кВ «Ильинка – Колтуши», планируется ввести в эксплуатацию новый трансформатор Т4 марки ТДН-25000/110, соединив в единую двухтрансформаторную ММПС-110/10 кВ новый и существующий трансформаторы и их оборудование.

Таким образом, данные изменения отразятся также на структурной схеме подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», которая приведена на рисунке 4.

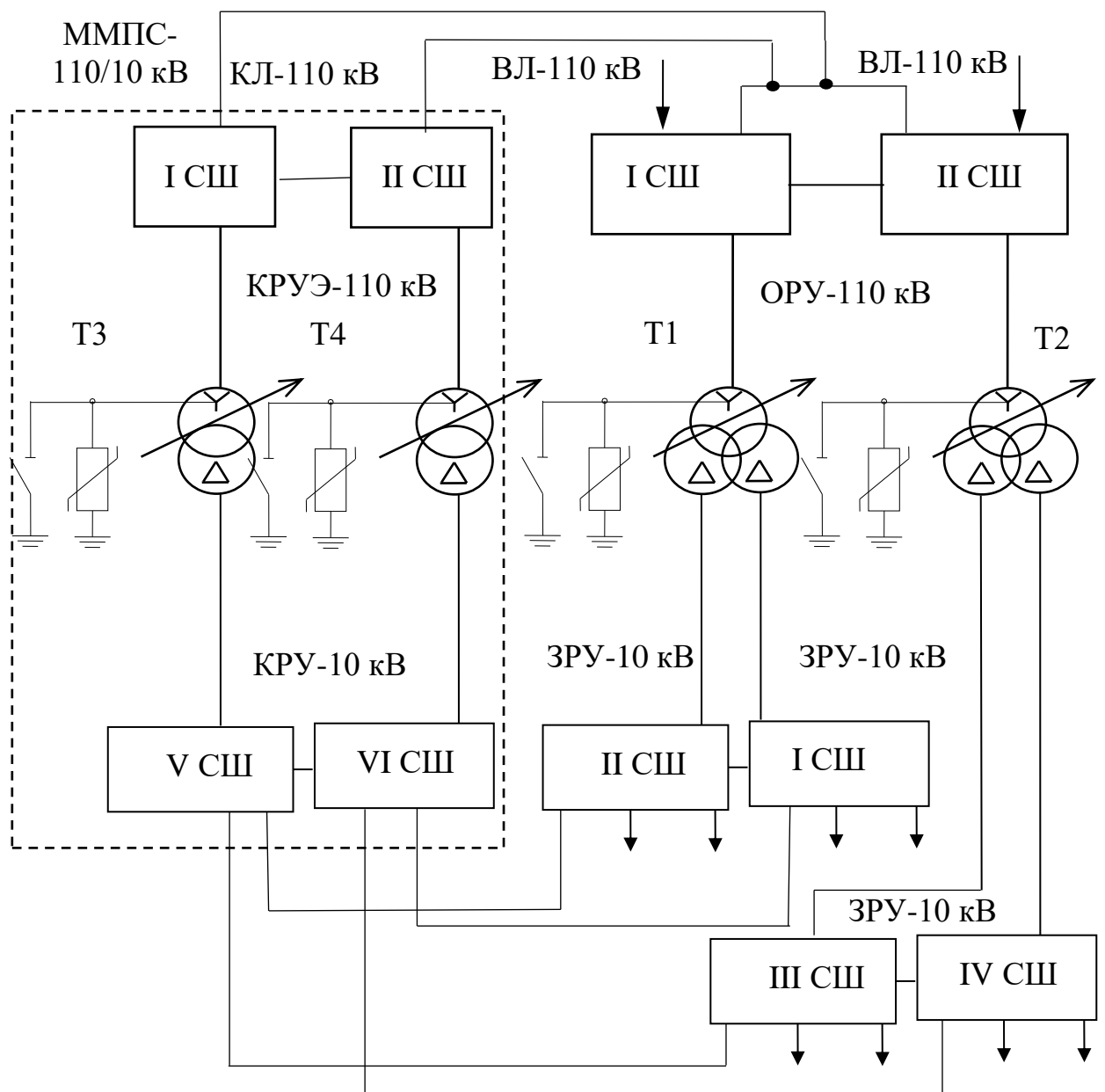


Рисунок 4 – Преобразованная структурная схема понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»

Данные перспективной нагрузки, обусловленные вводом в эксплуатацию нового трансформатора Т4 с целью дополнительного резервирования потребителей в случае транзита мощности и повышения надёжности схемы 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные перспективной нагрузки, обусловленные вводом в эксплуатацию нового трансформатора Т4 на ПС-110/10 кВ «Ильинка»

Наименование присоединения	P_m , кВт	Категория надёжности большинства потребителей, получающих питание от СШ
Нагрузка ММПС-110/10 кВ (трансформатор Т3)		
СШ6-10 кВ		
13Р СП-1/5 (резервное питание СШ1-10 кВ 10 кВ)	6000	1,2
13Р СП-4/5 (резервное питание СШ4-10 кВ 10 кВ)	6000	1,2
Всего по СШ6-10 кВ	12000	1,2
Всего нагрузки ТП-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» (вводные шины 110 кВ) с учётом ввода нового трансформатора	52990	1,2

Приведённые данные установленной нагрузки являются основой для определения расчётной нагрузки в работе далее.

Выводы по разделу 1.

В работе проведён анализ исходных данных на выполнение работы. Установлено, что объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», силовое оборудование ОРУ-110 кВ которой необходимо модернизировать в связи потерей его надёжности вследствие значительного устаревания.

Проведён анализ исходных технических данных по рассматриваемой подстанции. Установлено, что рассматриваемая подстанция является проходной (транзитной) в системе электроснабжения региона, играя важнейшую роль в резервировании мощностей. Определено, что подавляющее большинство потребителей, которые получают питание от подстанции, относятся к 1 и 2 категориям надёжности.

Детально рассмотрена исходная структурная схема рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», описано техническое состояние оборудования.

Установлено, что данная подстанция питает нагрузку пяти секций сборных шин 10 кВ (четыре секции СШ1-СШ4 получают питание от

трансформаторов Т1 и Т2, одна секция СШ5 – от трансформатора Т3 ММПС-110/10 кВ, входящей в состав подстанции).

Определено, что все схемные решения на подстанции соответствуют нормативным требованиям по надёжности, экономичности и бесперебойности электроснабжения, поэтому в реконструкции не нуждаются.

Показано, что основной задачей работы является разработка мероприятий, а также комплексных и схемных решений, по модернизации электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго», что предполагает замену устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ на современное комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-110 кВ. Установлено, что данная замена необходима для повышения надежности работы, безопасности эксплуатации и снижения затрат на обслуживание оборудования РУ-110 кВ данной подстанции.

Определено, что второй дополнительной задачей работы является модернизация системы собственных нужд и релейной защиты подстанции с целью повышения показателей надёжности, безопасности, ремонтпригодности, удобства обслуживания и ремонта данных вторичных систем коммутации подстанции.

Показано, что для резервного питания нагрузки основной части ПС СШ1-10 кВ и СШ4-10 кВ, а также с целью обеспечения дополнительного резервирования на стороне 110 кВ в случае транзита мощности по линии 110 кВ «Ильинка – Колтуши», планируется ввести в эксплуатацию новый трансформатор Т4 марки ТДН-25000/110, соединив в единую двухтрансформаторную ММПС-110/10 кВ новый и существующий трансформаторы и их оборудование.

Данная плановая реконструкция схемы электрических соединений определена как третья дополнительная задача работы.

Таким образом, при решении комплекса, состоящего из трёх перечисленных задач, цель работы будет достигнута в полном объёме.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

Расчёт электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» – ключевой этап в проекте её модернизации.

Для обеспечения резервного питания основной части ПС СШ1-10 кВ и СШ4-10 кВ, а также дополнительного резервирования на стороне 110 кВ при транзите мощности по линии 110 кВ «Ильинка – Колтуши», планируется ввод в эксплуатацию нового трансформатора Т4 марки ТДН-25000/110.

Новый и существующий трансформаторы будут объединены в единую двухтрансформаторную ММПС-110/10 кВ, что изменит показатели нагрузочной способности силовых трансформаторов и питающих линий 110 кВ, а также параметры для расчёта токов короткого замыкания и выбора основного оборудования.

Транзитная понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» – ключевое звено электроснабжения энергосистемы, от которой зависит устойчивость региона.

Точный расчёт нагрузок на подстанции предотвращает аварийные ситуации, снижает эксплуатационные расходы и обеспечивает стабильное развитие энергосистемы в условиях растущих требований к надёжности и качеству электроснабжения.

Актуальность данных расчётов связана с необходимостью надёжного и безопасного электроснабжения, оптимизацией затрат на электроэнергию и долгосрочной устойчивостью энергосистемы.

Ошибки в расчётах приводят к перегрузкам, на которые оборудование не рассчитано, вызывая частые аварийные отключения, снижение качества электроэнергии и увеличение эксплуатационных расходов. Корректный расчёт электрических нагрузок также позволяет оптимизировать работу подстанции с точки зрения энергоэффективности.

Таким образом, на рассматриваемой понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» необходимо провести расчёт нагрузки, по результатам которого в дальнейшем необходимо выбрать правильные технические решения для применения на данном объекте (включая модернизацию устаревшего оборудования РУ, систем собственных нужд (далее – СН), а также релейной защиты (далее – РЗ).

Проводится расчёт электрических нагрузок на подстанции методом коэффициента спроса по методике [16].

«Максимальная расчётная активная нагрузка для каждого присоединения подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» с учётом соответствующего коэффициента спроса, кВт, вычисляется так» [16]:

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

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

K_c – значение коэффициента спроса» [16].

«Максимальная расчётная полная нагрузка для каждого присоединения подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» с учётом соответствующих коэффициентов спроса и мощности, кВА» [16]:

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

«Соответственно, максимальная расчётная реактивная нагрузка для каждого присоединения подстанции 110/10 кВ «Ильинка»» [16] ПАО «Россети-Ленэнерго» с учётом соответствующего коэффициента спроса, квар, вычисляется так [16]:

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

Максимальная групповые расчётные нагрузки подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» (соответственно, активная, реактивная и полная) [16]:

$$P_{P.\Sigma} = \sum P_P, \quad (4)$$

$$Q_{P.\Sigma} = \sum Q_P, \quad (5)$$

$$S_{P.\Sigma} = \sqrt{P_{P.\Sigma}^2 + Q_{P.\Sigma}^2}. \quad (6)$$

При этом значение расчётного тока на всех звеньях цепи подстанции вычисляется по известной формуле [16]:

$$I_{p.} = \frac{S_{P.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (7)$$

где U_n – номинальное напряжение ступени трансформации подстанции, на которой определяется расчётное значение тока, кВ.

На примере первого присоединения напряжением 110 кВ Ф525-117/1117 ГТ ТЭЦ подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» по приведённым условиям (1) – (3) и (7):

$$P_p = 1500 \cdot 1 = 1500 \text{ кВт},$$

$$S_p = \frac{1500}{0,92} = 1630,4 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{1630,4^2 - 1500^2} = 637,9 \text{ квар},$$

$$I_{p.} = \frac{1630,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94,2 \text{ А}.$$

Результаты расчёта электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта электрических нагрузок на понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»

Наименование присоединения	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Нагрузка основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2)				
СШ1-10 кВ				
Ф525-117/1117 ГТ ТЭЦ	1500	233,8	597,6	32,9
Ф525-116 ВПЭС	550	233,8	597,6	32,9
Ф525-115 ВПЭС	680	289,0	738,9	40,6
Ф525-113 ВПЭС	520	221,0	565,0	31,1
Ф525-112 ВПЭС	500	212,5	543,3	29,9
Ф525-111 ВПЭС	640	272,0	695,4	38,2
Ф525-109 ВПЭС	650	276,3	706,3	38,8
Ф525-108 ВПЭС	570	242,3	619,3	34,0
Ф525-107 ВПЭС	520	221,0	565,0	31,1
Ф525-103 ВПЭС	680	289,0	738,9	40,6
Ф525-101 ВПЭС	550	233,8	597,6	32,9
Всего по СШ1-10 кВ	7360	3128,0	7997,1	439,6
СШ2-10 кВ				
Ф525-201 ВПЭС	720	306,0	782,3	43,0
Ф525-203 ВПЭС	650	276,3	706,3	38,8
Ф525-204 ВПЭС	540	229,5	586,7	32,3
Ф525-205 ВПЭС	620	263,5	673,7	37,0
Ф525-209 ВПЭС	670	284,8	728,0	40,0
Ф525-211 ВПЭС	620	263,5	673,7	37,0
Ф525-213 ВПЭС	580	246,5	630,2	34,6
Ф525-215 ВПЭС	700	297,5	760,6	41,8
Ф525-216 ВПЭС	730	310,3	793,2	43,6
Всего по СШ2-10 кВ	5830	2477,8	6334,7	348,3
СШ3-10 кВ				
Ф525-316 ВРЭС ПрЭС	1200	510,0	1303,9	71,7
Ф525-315 ЛОЭСК ПрЭС	1200	510,0	1303,9	71,7
Ф525-313 ВПЭС	920	391,0	999,6	55,0
Ф525-312 ВПЭС	850	361,3	923,6	50,8
Ф525-311 ВПЭС	900	382,5	977,9	53,8
Ф525-301 ВПЭС	840	357,0	912,7	50,2
Всего по СШ3-10 кВ	5910	2511,8	6421,6	353,0
СШ4-10 кВ				
Ф525-401 Недвижимость	800	340,0	869,3	47,8
Ф525-403 ВПЭС	750	318,8	814,9	44,8
Ф525-405/1405 ГТ ТЭЦ	1500	637,5	1629,8	89,6
Ф525-408	920	391,0	999,6	55,0

Продолжение таблицы 3

Наименование присоединения	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Ф525-409 ВПЭС	850	361,3	923,6	50,8
Ф525-411 ЛОЭСК ПрЭС	1200	510,0	1303,9	71,7
Ф525-412 ВПЭС	720	306,0	782,3	43,0
Ф525-413 ВПЭС	750	318,8	814,9	44,8
Ф525-415 ВРЭС ПрЭС	1200	510,0	1303,9	71,7
Ф525-416/1416 ВРЭС ПрЭС	1200	510,0	1303,9	71,7
Всего по СШ4-10 кВ	9890	4203,3	10746,1	590,8
Всего нагрузки основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2)	28990	12320,8	31499,5	165,3
ММПС-110/10 кВ				
СШ5-10 кВ				
13Р СП-3/5 (резервное питание СШ3-10 кВ 10 кВ)	6000,0	2550,0	6519,4	358,4
13Р СП-2/5 (резервное питание СШ2-10 кВ 10 кВ)	6000,0	2550,0	6519,4	358,4
Всего по СШ5-10 кВ	12000,0	5100,0	13038,8	716,8
СШ5-10 кВ				
13Р СП-3/5 (резервное питание СШ3-10 кВ 10 кВ)	6000,0	2550,0	6519,4	358,4
13Р СП-2/5 (резервное питание СШ2-10 кВ 10 кВ)	6000,0	2550,0	6519,4	358,4
Всего по СШ5-10 кВ	12000,0	5100,0	13038,8	716,8
Всего нагрузки ММПС-110/10 кВ	24000,0	10200,0	26077,6	136,9
Всего нагрузки ТП-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»	52990,0	22520,8	57577,1	302,2

В таблице 3 значение тока для нагрузки основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2), для нагрузки ММПС-110/10 кВ, а также для суммарной нагрузки ТП-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», рассчитано на стороне 110 кВ.

Результаты расчёта электрических нагрузок используются далее.

Выводы по разделу 2.

В работе проведён расчёт значений электрических нагрузок отдельных присоединений напряжением 110 кВ и 10 кВ, секций сборных шин 10 кВ, а также всей понизительной трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

Получены следующие основные результаты расчётов электрических нагрузок рассматриваемой ПС-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»:

- значение полной расчётной нагрузки основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2) составило 31499,5 кВА, значение расчётного тока на стороне 110 кВ – 165,3 А;
- значение полной расчётной нагрузки ММПС-110/10 кВ (с учётом установки дополнительного трансформатора 25 МВА) составило 31499,5 кВА, значение расчётного тока на стороне 110 кВ – 165,3 А;
- суммарная нагрузка всей ПС-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» равна 57577,1 кВА при значении расчётного тока 302,2 А на шинах 110 кВ.

Далее в работе проводится выбор и проверка силовых трансформаторов Т1 и Т2 основной части подстанции, а также трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ, сечения проводников и типономиналов коммутационных и защитных электрических аппаратов после модернизации оборудования РУ-110 кВ.

3 Проверка силовых трансформаторов подстанции

Далее в работе проводится проверка силовых трансформаторов, которые были установлены на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», находящейся в Ленинградской области, на соответствие нагрузке.

Известно, что проверка силовых трансформаторов подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» на соответствие нагрузке необходима для обеспечения надёжности электроснабжения и подтверждения эффективности проведённых мероприятий. Трансформаторы играют ключевую роль в преобразовании и распределении электроэнергии, поэтому проверка их соответствия расчётной нагрузке критически важна.

С увеличением нагрузки из-за роста потребления электроэнергии и изменения структуры производственных процессов требуется убедиться, что автотрансформаторы способны эффективно выполнять свои функции без перегрузок. Ошибки в оценке нагрузки могут привести к выходу оборудования из строя и росту эксплуатационных затрат.

Проверка трансформаторов позволяет выявить несоответствия между проектными характеристиками и реальными условиями эксплуатации, что даёт возможность вовремя принять меры для стабильной работы подстанции.

Результатом проверки может стать замена трансформаторов на более мощные типоразмеры или перераспределение части нагрузки на другие источники.

Особенность проверки на «подстанции 110/10 кВ «Ильинка» заключается в комплексном анализе нагрузки с учётом текущих и будущих требований. Поэтому проверка трансформаторов после реконструкции выступает важным этапом модернизации энергосистемы.

Проверка мощности понизительных трансформаторов для установки на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» проводится по максимальной нагрузке подстанции, рассчитанной

в работе ранее, с учётом оптимального коэффициента загрузки по известной формуле» [12]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (8)$$

где « S_p – значение полной расчётной нагрузки подстанции, кВА;

N – число трансформаторов на подстанции, шт.

K_3 – нормативный коэффициент загрузки трансформаторов» [12].

В работе необходимо проверить следующие силовые трансформаторы, установленные на подстанции:

- силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой Т1 и Т2 марки ТРДН-40000/110;
- силовые двухобмоточные трансформаторы Т3 и Т4 (новый) марки ТДН-25000/110.

Для трансформаторов Т1 и Т2 (ТРДН-40000/110), исходя из их расчётной нагрузки:

$$40000 \text{ кВА} \geq \frac{31499,5}{2 \cdot 0,7} = 22499,6 \text{ кВА}.$$

Оба силовых трансформатора Т1 и Т2 (ТРДН-40000/110) проходят предварительную проверку.

Для трансформаторов Т3 и Т4 (ТДН-25000/110), исходя из их расчётной нагрузки:

$$25000 \text{ кВА} \geq \frac{26077,6}{2 \cdot 0,7} = 18626,9 \text{ кВА}.$$

Оба силовых трансформатора Т3 и Т4 (ТДН-25000/110) проходят предварительную проверку.

Известно, что силовые трансформаторы, работающие в условиях перегрузки, подвержены риску перегрева, что может привести к серьёзным повреждениям или выходу из строя. Данный факт ставит под угрозу надёжность электроснабжения и создаёт опасность для обслуживающего персонала. Перегрев, вызванный превышением допустимых нагрузок, может стать причиной аварий, включая пожары и повреждения инфраструктуры [3].

Для предотвращения этих рисков проверка мощности трансформаторов должна основываться на детальном анализе всех возможных сценариев нагрузки. Оценка перегрузочной способности трансформаторов особенно важна с точки зрения эффективности их системы охлаждения, которая при повышенных нагрузках становится критическим фактором. Эффективное охлаждение способно предотвратить перегрев и избежать серьёзных повреждений [3].

Проверка системы охлаждения трансформаторов позволяет подтвердить их соответствие расчётным нагрузкам и обеспечить безопасную эксплуатацию в долгосрочной перспективе. Такой подход защищает оборудование подстанции и персонал, минимизируя риски аварий и гарантируя стабильность электроснабжения.

Учитывая эти факторы, проводится проверка перегрузочной способности системы охлаждения как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы [12]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{p.}}{S_{ном.т}} \leq 0,75, \quad (9)$$

$$K_{з.п} = \frac{S_{p.}}{S_{ном.т}} \leq 1,4. \quad (10)$$

Для трансформаторов Т1 и Т2 (ТРДН-40000/110), исходя из их расчётной нагрузки и номинальной мощности трансформаторов:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 31499,5}{40000} = 0,39 \leq 0,7.$$

$$K_{з.п} = \frac{31499,5}{40000} = 0,79 \leq 1,4.$$

Оба силовых трансформатора Т1 и Т2 (ТРДН-40000/110) проходят проверку на допустимые загрузку в нормальном режиме и перегрузку в аварийном режиме.

Для трансформаторов Т3 и Т4 (ТДН-25000/110), исходя из их расчётной нагрузки и номинальной мощности трансформаторов:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 26077,6}{25000} = 0,52 \leq 0,7.$$

$$K_{з.п} = \frac{26077,6}{25000} = 1,04 \leq 1,4.$$

Оба силовых трансформатора Т3 и Т4 (ТДН-25000/110) проходят проверку на допустимые загрузку в нормальном режиме и перегрузку в аварийном режиме.

Выводы по разделу 3.

В результате проведения проверочных расчётов установлено, что следующие силовые трансформаторы, установленные на подстанции, полностью соответствуют требованиям проверок системы охлаждения на нагрузочную и перегрузочную способности:

- силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой Т1 и Т2 марки ТРДН-40000/110;
- силовые двухобмоточные трансформаторы Т3 и Т4 (новый) марки ТДН-25000/110.

4 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (далее – КЗ) имеет целью проверку термической и динамической устойчивости ключевого оборудования электрической сети подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» в Ленинградской области.

Схема для расчёта токов КЗ на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» представлена на рисунке 5.

Данная схема даёт визуальное представление об исходной конфигурации сети подстанции и способствует более точному расчёту.

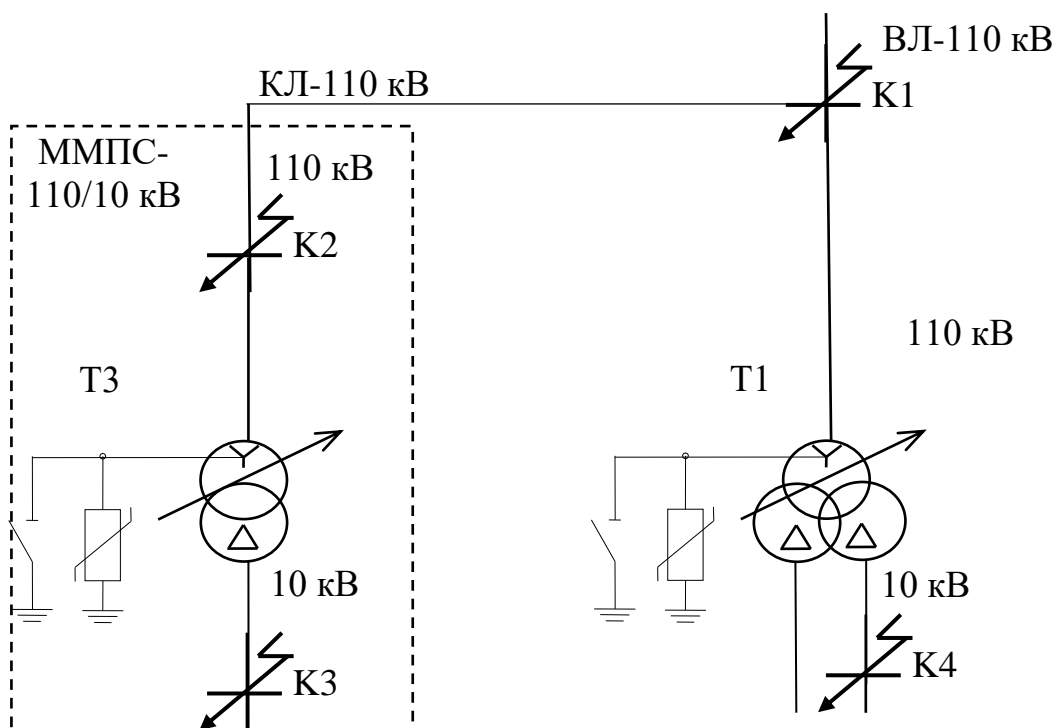


Рисунок 5 – Исходная расчётная схема для определения токов КЗ на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»

Расчёт токов КЗ проводится на выводах четырёх силовых трансформаторов подстанции, которые были проверены в работе ранее:

- силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой Т1 и Т2 марки ТРДН-40000/110;

– силовые двухобмоточные трансформаторы Т3 и Т4 (новый) марки ТДН-25000/110.

При расчёте токов КЗ принимается максимальный режим, когда из каждой пары остаётся в работе один трансформатор и по одной питающей линии.

На первом этапе необходимо собрать исходные данные о рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» и электрической сети в целом.

С учётом этого, «составляется эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»» [15].

Она представлена в работе на рисунке 6.

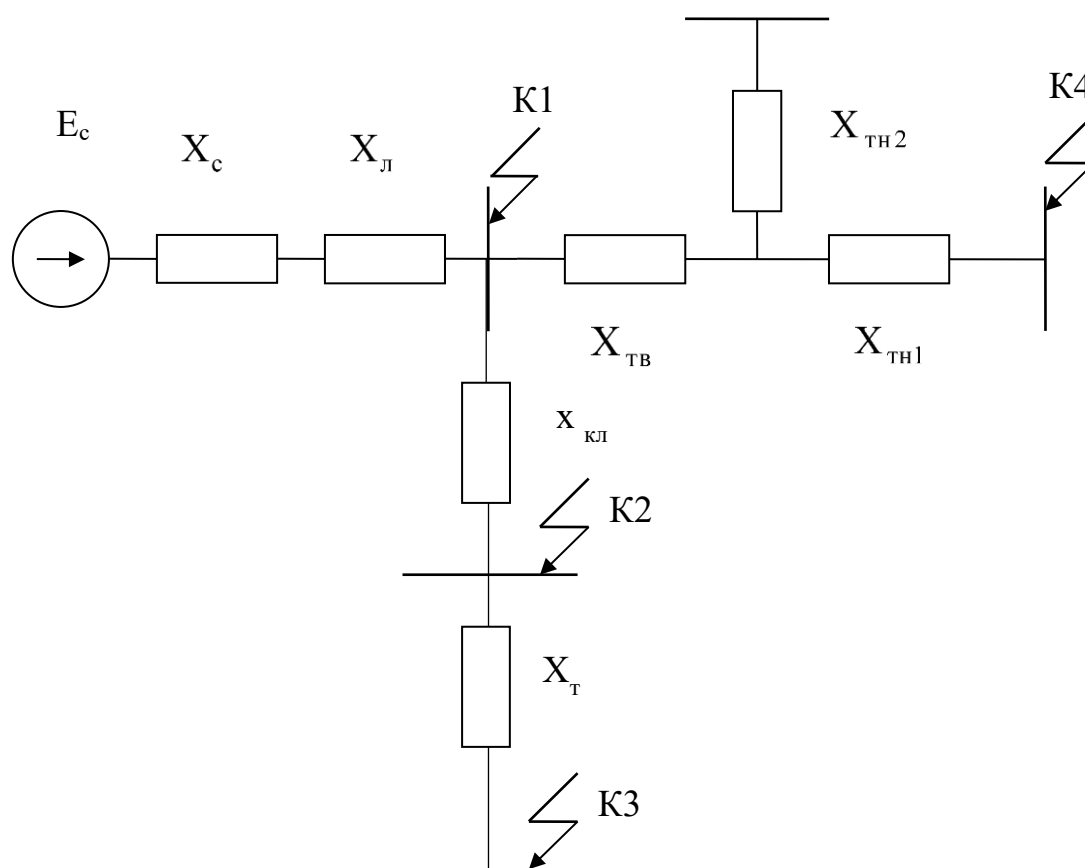


Рисунок 6 – «Эквивалентная схема замещения для определения токов КЗ на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»» [15]

«Базисная мощность принимается равной питающему трансформатору основной части подстанции: $S_{\delta} = 40 \text{ МВА} = 40000 \text{ кВА}$.

«Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимаются в качестве напряжения на выводах трансформаторов в максимальном режиме устройства РПН:

- $U_{\delta.1} = 115 \text{ кВ}$;
- $U_{\delta.2} = 10,5 \text{ кВ}$ » [4].

«На следующем этапе проводится расчёт параметров схемы замещения. Сопротивление системы (на напряжение 110 кВ)» [15]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}, \quad (11)$$
$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 44,26 \text{ Ом}.$$

«Сопротивления линий» [15]:

$$X_l = x_{уд} \cdot L, \quad (12)$$

где « $x_{уд}$ - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;

L - суммарная длина ВЛ, км» [15].

Для питающей ВЛ-110 кВ:

$$X_l = 0,385 \cdot 12 \approx 4,62 \text{ Ом}.$$

Для питающей КЛ-110 кВ:

$$X_{кл} = 0,34 \cdot 1 = 0,34 \text{ Ом}.$$

«Сопротивления лучей схемы замещения трансформатора с расщеплённой обмоткой» [15]:

$$x_{m\phi} = 0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.вс}, \% - U_{к.сн}, \%), Ом. \quad (13)$$

$$x_{mн1} = x_{mн2} = 0,5 \cdot (U_{к.вн}, \% + U_{к.сн}, \% - U_{к.вс}, \%), Ом. \quad (14)$$

«Сопротивления лучей схемы замещения трансформатора, приведенные к базисным условиям» [15]:

$$x_{m\phi} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,8 Ом,$$

$$x_{mн1} = x_{mн2} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,8 Ом.$$

«Индуктивное сопротивление трансформатора марки ТДН-25000/110» [15]:

$$X_m = \frac{U_{к.ср. \%} \cdot U_{\phi}^2}{100 \cdot S_{ном.т.}^2}, \quad (15)$$

$$X_m = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 4^2} = 86,8 Ом.$$

«Ток трехфазного короткого замыкания» [15]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, A. \quad (16)$$

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К1» [15]:

$$X_{\Sigma К1} = X_c + X_l, Ом, \quad (17)$$

$$X_{\Sigma К1} = 44,26 + 4,62 = 48,88 Ом.$$

«Ток трёхфазного КЗ точке К1» [15]:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 48,88} = 1,36 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания – это максимальный ток, возникающий» [15] в электрической сети в начальный момент короткого замыкания.

Такой ток отличается высокой амплитудой и оказывает значительное динамическое воздействие на оборудование, что может вызвать механические деформации и повреждения.

Правильный расчёт ударного тока необходим для обеспечения надёжной и безопасной работы электрической системы, а также для выбора оборудования, способного выдерживать расчётные термические и динамические нагрузки.

«Ударный ток» [15]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к}^{(3)}, \text{ кА,} \quad (18)$$

где « $k_{уд}$ » – ударный коэффициент тока короткого замыкания» [15].

«Ударный ток короткого замыкания в расчётной точки К1» [15]:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,36 = 3,46 \text{ кА.}$$

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К2» [15]:

$$X_{\Sigma К2} = X_c + X_l + X_{кл}, \text{ Ом,} \quad (19)$$
$$X_{\Sigma К2} = 44,26 + 4,62 + 0,34 = 49,22 \text{ Ом.}$$

«Ток трёхфазного КЗ точке К2» [15]:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 49,22} = 1,35 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания в расчётной точки К2» [15]:

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,35 = 3,44 \text{ кА.}$$

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К3» [15]:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma \kappa 3} &= X_c + X_l + X_{\kappa l} + X_m, \text{ Ом,} \\ X_{\Sigma \kappa 3} &= 44,26 + 4,62 + 0,34 + 86,8 = 136,02 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (20)$$

«Ток трёхфазного КЗ точке К3» [15]:

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 136,02} \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 5,35 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания в расчётной точки К3» [15]:

$$i_{\text{уд.к3}} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 5,35 = 10,59 \text{ кА.}$$

«Суммарное сопротивление до расчётной точки К4» [15]:

$$\begin{aligned} X_{\Sigma \kappa 4} &= X_c + X_l + X_{m6} + X_{mн1}, \text{ Ом,} \\ X_{\Sigma \kappa 4} &= 44,26 + 4,62 + 10,8 + 6,8 = 66,48 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (21)$$

«Ток трёхфазного КЗ точке К4» [15]:

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 66,48} \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 10,94 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания в расчётной точки К3» [15]:

$$i_{уд.к4} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 10,94 = 21,66 \text{ кА.}$$

«Полученные результаты расчёта токов КЗ» [15] приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Полученные результаты расчёта токов КЗ

Параметр, единица измерения	Точка КЗ			
	К1 (110 кВ)	К2 (110 кВ)	К3 (10 кВ)	К4 (10 кВ)
$I_k^{(3)}$, кА	1,36	1,35	5,35	10,94
$i_{уд}$, кА	3,46	3,44	10,59	21,66

Результаты расчёта используются в работе далее.

Выводы по разделу 4.

Установлено, что на выводах силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40000/110 (Т1 и Т2) подстанции значения трёхфазных токов КЗ будут следующими:

- на выводах 110 кВ – 1,36 кА;
- на выводах 10 кВ – 10,94 кА.

Соответственно, значения ударных токов КЗ будут составлять:

- на выводах 110 кВ – 3,46 кА;
- на выводах 10 кВ – 21,66 кА.

Установлено, что на выводах силовых трансформаторов марки ТДН-25000/110 (Т3 и Т4) подстанции значения трёхфазных токов КЗ будут следующими:

- на выводах 110 кВ – 1,35 кА;
- на выводах 10 кВ – 5,35 кА.

5 Выбор и проверка токоведущих частей и коммутационного оборудования

5.1 Выбор и проверка проводников

Оптимальное сечение и тип проводников должны подбираться с учётом максимальных нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации.

Недостаточное сечение приводит к перегреву, снижению пропускной способности и риску аварийных отключений, что может привести к простоям производства и значительным экономическим потерям.

Однако избыточное сечение влечёт неоправданные затраты на приобретение и установку, что снижает экономическую эффективность проекта.

Учёт перспективных нагрузок и возможных изменений в производственных процессах обеспечивает долгосрочную надёжность работы подстанции.

Прогнозирование различных сценариев эксплуатации и учёт всех потенциальных факторов, влияющих на нагрузку и условия эксплуатации проводников, крайне важны.

Рациональный выбор проводников снижает потери энергии при её передаче и распределении, улучшая экономические показатели подстанции и всей энергосистемы.

Далее проводится выбор новых проводников для питания вновь установленного силового трансформатора Т4, а также проверка существующих проводников на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» на соответствие нагрузкам.

В работе требуется выбрать и проверить проводники:

- питающих воздушных линий 110 кВ для питания всей подстанции, в число которых входит питающая линия 1, а также питающая линия 2;

- питающих кабельных линий 110 кВ (для питания трансформатора Т3 и нового трансформатора Т4);
- распределительных кабельных линий 10 кВ.

На первом этапе проверяется правильность выбора проводников.

«Выбор рационального сечения проводника по экономической плотности тока» [17]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (22)$$

где « j_3 – экономическая плотность тока, А/мм² (для проводников воздушных линий марки АС принимается $j_3=1,1$ А/мм²)» [14].

С учётом резервирования питания на всех ступенях напряжения схемы, принимается значение максимального рабочего тока [17]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = 1,4 \cdot I_p, \quad (23)$$

где « S_p – расчётная полная нагрузка линии, кВА» [17].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [17]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (24)$$

где « $I_{доп}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [17].

«В максимальном режиме» [17]:

$$I_{доп} \geq I_{p.\max} \cdot \quad (25)$$

«Стандартное сечение проводника также должно быть проверено по механической прочности» [17]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, мм^2. \quad (26)$$

«Проводится проверка сечения провода первой питающей воздушной линии ВЛ-110 кВ (ВЛ-110 кВ-1) подстанции 110/10 кВ «Ильинка»» [17]:

$$F_3 = \frac{302,2}{1,1} \approx 274,7 мм^2.$$

«Для данной линии принимается провод марки АС-300/39. Допустимый ток данного сечения составляет 710 А» [7].

«С учётом схемных решений, расчётный ток максимального режима на вводе 110 кВ подстанции с учётом резервирования» [17]:

$$I_{р.макс} = 1,4 \cdot 302,2 = 423,1 А.$$

«Проверки по току нормального и максимального режима для питающей ВЛ-110 кВ подстанции 110/10 кВ «Ильинка» выполняется» [17]:

$$710 А \geq 302,2 А,$$

$$710 А \geq 423,1 А.$$

«Условия механической прочности для ВЛ-110 кВ соблюдены» [17]:

$$300 мм^2 \geq 120 мм^2.$$

Остальные проводники выбраны аналогично с приведением полученных результатов выбора в таблице 5.

«Выбор проводников КЛ-10 кВ осуществлялся по источнику [9], выбор питающей кабельной линии 110 кВ – по [2]. Для определения длительно – допустимого тока КЛ используется источник» [6].

Таблица 5 – Результаты выбора проводников на подстанции

Наименование присоединения	I_p, A	$I_{p,max}, A$	Марка проводника	$I_{доп}, A$
Питающая ВЛ-110 кВ				
ВЛ-110 кВ-ввод 1 – Т1	302,2	423,1	АС-300/39	710
ВЛ-110 кВ-ввод 2 – Т2	302,2	423,1	АС-300/39	710
Питающая КЛ-110 кВ (к Т3 и новому Т4)				
КЛ-110 кВ – Т3	165,3	231,4	АПВВ 1×185/25	488
КЛ-110 кВ – Т4	165,3	231,4	АПВВ 1×185/25	488
Распределительные ВЛ-10 кВ				
СШ1-10 кВ				
Ф525-117/1117 ГТ ТЭЦ	32,9	46,06	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-116 ВПЭС	32,9	46,06	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-115 ВПЭС	40,6	56,84	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-113 ВПЭС	31,1	43,54	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-112 ВПЭС	29,9	41,86	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-111 ВПЭС	38,2	53,48	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-109 ВПЭС	38,8	54,32	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-108 ВПЭС	34,0	47,60	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-107 ВПЭС	31,1	43,54	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-103 ВПЭС	40,6	56,84	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-101 ВПЭС	32,9	46,06	АПВП – 10 (3×50)	175
СШ2-10 кВ				
Ф525-201 ВПЭС	43,0	60,20	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-203 ВПЭС	38,8	54,32	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-204 ВПЭС	32,3	45,22	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-205 ВПЭС	37,0	51,80	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-209 ВПЭС	40,0	56,00	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-211 ВПЭС	37,0	51,80	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-213 ВПЭС	34,6	48,44	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-215 ВПЭС	41,8	58,52	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-216 ВПЭС	43,6	61,04	АПВП – 10 (3×50)	175
СШ3-10 кВ				
Ф525-316 ВРЭС ПрЭС	71,7	100,38	АПВП – 10 (3×70)	215
Ф525-315 ЛОЭСК ПрЭС	71,7	100,38	АПВП – 10 (3×70)	215
Ф525-313 ВПЭС	55,0	39,28	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-312 ВПЭС	50,8	71,12	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-311 ВПЭС	53,8	75,32	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-301 ВПЭС	50,2	70,28	АПВП – 10 (3×50)	175
СШ4-10 кВ				
Ф525-401 Недвижимость	47,8	66,92	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-403 ВПЭС	44,8	62,72	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-405/1405 ГТ ТЭЦ	89,6	125,44	АПВП – 10 (3×70)	215
Ф525-408	55,0	77,00	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-409 ВПЭС	50,8	71,12	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-411 ЛОЭСК ПрЭС	71,7	100,38	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-412 ВПЭС	43,0	60,20	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-413 ВПЭС	44,8	62,72	АПВП – 10 (3×50)	175
Ф525-415 ВРЭС ПрЭС	71,7	100,38	АПВП – 10 (3×70)	215
Ф525-416/1416 ВРЭС ПрЭС	71,7	100,38	АПВП – 10 (3×70)	215

Продолжение таблицы 5

Наименование присоединения	I_p, A	$I_{p,max}, A$	Марка проводника	$I_{доп}, A$
ММПС-110/10 кВ				
СШ5-10 кВ				
13Р СП-3/5 (резервное питание СШ3-10 кВ 10 кВ)	358,4	501,76	АПвП – 10 (3×240)	595
13Р СП-2/5 (резервное питание СШ2-10 кВ 10 кВ)	358,4	501,76	АПвП – 10 (3×240)	595
СШ6-10 кВ				
13Р СП-3/5 (резервное питание СШ1-10 кВ 10 кВ)	358,4	501,76	АПвП – 10 (3×240)	595
13Р СП-2/5 (резервное питание СШ4-10 кВ 10 кВ)	358,4	501,76	АПвП – 10 (3×240)	595

Таким образом, на подстанции обосновано применение следующих типов проводников:

- для питающих воздушных линий 110 кВ – неизолированные провода воздушной линии марки АС-300/39;
- для питающих кабельных линий 110 кВ, предназначенных для питания трансформатора Т3 и нового трансформатора Т4 – два силовых кабеля 110 кВ марки АПвВ 1×185/25;
- для распределительных кабельных линий 10 кВ, предназначенных для питания потребителей подстанции – силовые кабели марки АПвП – 10 (3×50), АПвП – 10 (3×70) и АПвП – 10 (3×240) – для резервного питания СШ1-СШ4 10 кВ от шин ММПС-110/10 кВ.

Все проводники показаны в графической части работы.

5.2 Модернизация РУ-110 кВ подстанции

Ранее в работе было показано, что основной задачей работы является разработка мероприятий, а также комплексных и схемных решений, способствующие модернизации электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго».

Установлено, что в рамках решения указанной задачи, предполагается замену устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ на современное комплектное

распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-110 кВ. Определено, что данная замена необходима для повышения надежности работы, безопасности эксплуатации и снижения затрат на обслуживание оборудования РУ-110 кВ данной подстанции.

Данное техническое мероприятие реализуется в работе.

Модернизация РУ-110 кВ на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» в Ленинградской области – важный этап реконструкции, влияющий на надёжность, безопасность и эффективность работы подстанции. От этого процесса зависит стабильность и производительность всей энергосистемы региона.

С учётом современных требований к качеству и надёжности электроснабжения выбор распределительных устройств приобретает особую значимость.

Распределительные устройства управляют потоками электроэнергии, обеспечивая её эффективное распределение и защищая систему от перегрузок, коротких замыканий и других аварий. Их правильный выбор определяет стабильность и безопасность работы подстанции и всего энергоснабжающего комплекса. Современные распределительные устройства должны обладать высокой надёжностью, выдерживать максимальные рабочие нагрузки и оперативно реагировать на изменения в режиме работы сети, обеспечивая защиту подстанции и всех подключённых к ней потребителей. Устаревшие типы РУ не соответствуют этим требованиям и поэтому не подходят для современных подстанций. ОРУ-110 кВ рассматриваемой подстанции также входит в данную категорию.

С ростом требований к качеству электроэнергии использование передовых технологий становится необходимым.

Известно, что современные распределительные устройства должны эффективно управлять потоками энергии и интегрироваться с системами автоматизированного управления и мониторинга, что позволяет отслеживать состояние системы в реальном времени и предотвращать аварийные ситуации.

На существующем устаревшем оборудовании ОРУ-110 кВ подстанции данные требования не выполняются.

Таким образом, выбор нового типа распределительного устройства для подстанции 110/10 кВ «Ильинка» – ключевой аспект её модернизации.

Учитывая современные инновационные разработки в данной сфере, осуществлён выбор распределительных устройств для установки на рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», для использования в РУ-110 кВ рекомендуется установить модульное КРУЭ-110 кВ серии ЯГТ-110 [11] из серии КРУЭ АО «Электроаппарат» [1].

Комплектное КРУЭ-110 кВ с ячейками марки ЯГТ-110 представляет собой современное решение для организации распределительных устройств высокого напряжения.

Основной особенностью конструкции КРУЭ-110 кВ является компактное размещение высоковольтных элементов внутри герметичных металлических корпусов, заполненных элегазом. Такая конструкция позволяет снизить требования к обслуживанию и увеличить срок эксплуатации оборудования.

Одним из ключевых преимуществ использования ячеек ЯГТ-110 является высокая коммутирующая способность, позволяющая эффективно управлять потоками электроэнергии даже при высоких нагрузках. За счёт применения современных материалов и технологий, данные ячейки обладают повышенной устойчивостью к коротким замыканиям и перегрузкам, что обеспечивает стабильность и безопасность работы всей энергосистемы. Кроме того, компактность конструкции ячеек позволяет существенно экономить пространство на подстанции, что особенно актуально в условиях ограниченных площадей.

Дополнительным преимуществом КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 является возможность интеграции с системами автоматизированного управления и мониторинга. Наличие данного аспекта позволяет в реальном

времени отслеживать состояние оборудования, оперативно реагировать на изменения в режиме работы сети и предотвращать возможные аварийные ситуации. Использование элегазовой изоляции также снижает риск возникновения дуговых разрядов и повышает безопасность эксплуатации устройства для обслуживающего персонала.

Таким образом, конструктивные особенности и преимущества КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 делают его эффективным и надёжным решением для современных подстанций, обеспечивая высокое качество и стабильность электроснабжения.

Следовательно, выбранное комплектное элегазовое распределительное устройство с ячейками серии ЯГТ-110 является оптимальным решением для использования в распределительном устройстве 110 кВ рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

Внешний вид и принцип автоматизированного управления выбранного типа КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 показаны на рисунке 7.

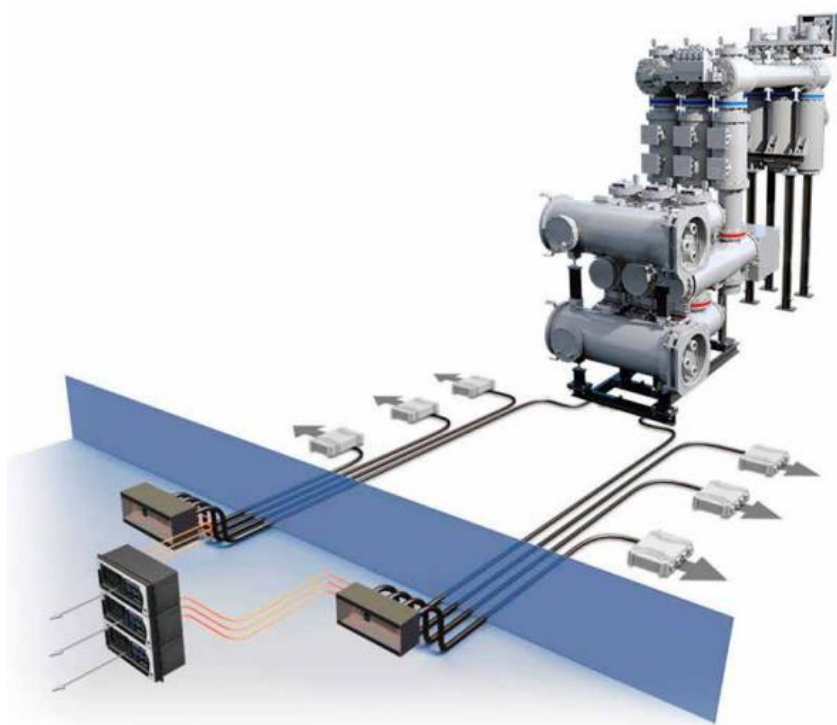


Рисунок 7 – Внешний вид и принцип автоматизированного управления КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110

Следовательно, в результате проведения выбора современных устройств для целесообразной замены устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ было установлено, что применение КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 на 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» целесообразно, так как оно обеспечивает высокую надёжность, безопасность и компактность оборудования, снижает эксплуатационные затраты и легко интегрируется с системами автоматизированного управления.

Такое решение повышает эффективность работы подстанции и снижает затраты на обслуживание и ремонт.

Далее выбираются комплектация электрическими аппаратами ячеек РУ подстанции.

5.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

Компоновка распределительных устройств электрическими аппаратами на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» в Ленинградском районе – ключевой этап проектирования, влияющий на надёжность, безопасность, экономичность и эффективность работы всей системы электроснабжения.

Выбор оборудования и его расположение на подстанции напрямую определяют её способность работать в различных условиях эксплуатации, обеспечивая надёжную защиту и эффективную коммутацию электрической сети. В современных условиях требования к качеству и стабильности электроснабжения придают особое значение компоновке распределительных устройств. Она не только определяет физическое размещение элементов на подстанции, но и их функциональные связи, влияя на способность системы эффективно управлять потоками энергии, минимизировать потери и быстро реагировать на аварийные ситуации.

Безопасность также является важным аспектом, связанным с компоновкой оборудования. Нерациональное размещение может создать зоны

повышенной опасности, усложнить обслуживание и увеличить риск аварий. Оптимальная компоновка снижает эти риски, создавая условия для безопасной работы персонала и надёжного функционирования подстанции. Кроме того, она должна учитывать перспективы развития системы электроснабжения, предусматривая будущие изменения и дополнения, чтобы минимизировать затраты и время на модернизацию.

Экономическая эффективность также зависит от правильного расположения оборудования, что позволяет сократить длину соединительных линий, уменьшить потери энергии и снизить затраты на обслуживание подстанции. Экологические аспекты, такие как сокращение площади, занимаемой РУ, минимизация воздействия на окружающую среду и оптимизация использования ресурсов, также важны при проектировании компоновки.

Таким образом, компоновка распределительных устройств на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» – это важный этап модернизации данного объекта, от которого зависит надёжность, безопасность и эффективность электроснабжения. Её значимость обусловлена необходимостью соответствия современным требованиям к качеству и устойчивости энергосистемы.

В работе компоновка электрическими аппаратами проводится для всех распределительных устройств подстанции с учётом максимальных токов на сторонах 110 кВ и 10 кВ на шинах силовых трансформаторов.

Результаты выбора и проверки представлены в табличной форме (сравниваются паспортные данные аппаратов и расчётные параметры электрической сети).

Для оборудования 110 кВ ранее в работе было выбрано КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 на 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» [11].

Данные ячейки необходимо укомплектовать модулями электрических аппаратов с элегазовой изоляцией, которые требуется выбрать в работе.

На стороне 10 кВ также необходимо выбрать высоковольтные аппараты напряжением 10 кВ для компоновки КРУ-10 кВ нового трансформатора Т4.

Также требуется проверить правильность установки остальных электрических аппаратов, которые не подлежат замене. Выбор аппаратов 10 кВ проводится из источника [13]. Результаты выбора выключателей высокого напряжения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
Выключатели КРУЭ 110 кВ: элегазовые модули выключателей ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 423,1 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,36 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,46 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 125 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,36^2 \cdot 3 = 5,55 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели КРУЭ 110 кВ: элегазовые модули выключателей ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 231,4 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,35 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,44 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 125 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели ЗРУ-10 кВ: ВВР-10-20/3600А УХЛ2 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 3237 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 3600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 10,94 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 21,66 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 10,94^2 \cdot 3 = 359,1 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Выключатели КРУ 10 кВ: ВВР-10-20/2500А УХЛ2 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 2023,1 \text{ А.}$	$I_{ном.} = 2500 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 5,35 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном.} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,59 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,35^2 \cdot 3 = 85,87 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора разъединителей представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора разъединителей

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
Разъединители КРУЭ 110 кВ: модули разъединителей ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 423,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,46 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,36^2 \cdot 3 = 5,55 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$
Разъединители КРУЭ 110 кВ: модули разъединителей ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 231,4 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,44 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,35^2 \cdot 3 = 5,47 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора трансформаторов напряжения представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты выбора трансформаторов напряжения

Наименование и марка аппарата (модуля)	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_{2\Sigma}}$, ВА
Элегазовые модули трансформаторов напряжения ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{2000,0}{\leq 2000,0}$
Элегазовые модули трансформаторов напряжения ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{2000,0}{\leq 2000,0}$
Трансформаторы напряжения марки НОМ-10 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{1000,0}{\leq 1000,0}$
Трансформаторы напряжения марки НОМ-10 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	1,0	$\frac{10}{10}$	$\frac{1000,0}{\leq 1000,0}$

Результаты выбора трансформаторов тока представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов тока

Наименование и марка аппарата (модуля)	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
Элегазовые модули трансформаторов тока ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	0,2	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
Элегазовые модули трансформаторов тока ячеек марки ЯГТ-110 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	0,2	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$
Трансформаторы тока марки ТОЛ-10 1500/5 0,5/10Р (0,5S/10Р), (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	0,5	$\frac{10}{10}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$
Трансформаторы тока марки ТОЛ-10 1500/5 0,5/10Р (0,5S/10Р), (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	0,5	$\frac{10}{10}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$

Результаты выбора ограничителей перенапряжения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
КРУЭ 110 кВ: нелинейные ОПН-110 ПН УХЛ1 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 423,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,46 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,55 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 4920,8 \text{ кА}^2 \text{ с.}$
КРУЭ 110 кВ: нелинейные ОПН-110 ПН УХЛ1 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 231,4 \text{ А.}$	$I_{ном} = 450 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 3,44 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 5,55 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 4920,8 \text{ кА}^2 \text{ с.}$
ЗРУ-10 кВ: ОПН-п-10/12,7/10/6000 УХЛ1 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 3237 \text{ А.}$	$I_{ном} = 6000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 21,66 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 359,1 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 483,87 \text{ кА}^2 \text{ с.}$
КРУ-10 кВ: ОПН-п-10/12,7/10/6000 УХЛ1 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 2023,1 \text{ А.}$	$I_{ном} = 6000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 10,59 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 359,1 \text{ кА}^2 \text{ с.}$	$B_K = 483,87 \text{ кА}^2 \text{ с.}$

Все выбранные в работе электрические аппараты подходят для установки на подстанции.

Они приняты за основу при выборе оборудования.

Выводы по разделу 5.

На подстанции обосновано применение следующих типов и марок проводников:

- для питающих воздушных линий 110 кВ – неизолированные провода воздушной линии марки АС-300/39;
- для питающих кабельных линий 110 кВ, предназначенных для питания трансформатора Т3 и нового трансформатора Т4 – два силовых кабеля 110 кВ марки АПВВ 1×185/25;
- для распределительных кабельных линий 10 кВ, предназначенных для питания потребителей подстанции – силовые кабели марки АПВП – 10 (3×50), АПВП – 10 (3×70) и АПВП – 10 (3×240) – для резервного питания СШ1-СШ4 10 кВ от шин ММПС-110/10 кВ.

В результате проведения выбора современных устройств для целесообразной замены устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ установлено, что применение КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 на 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» наиболее целесообразно, так как оно обеспечивает высокую надёжность, безопасность и компактность оборудования, снижает эксплуатационные затраты и легко интегрируется с системами автоматизированного управления.

Определено, что принятое решение повышает эффективность работы подстанции и снижает затраты на обслуживание и ремонт.

Для компоновки выбранных ячеек КРУЭ-110 кВ, а также ЗРУ-10 кВ и КРУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», выбрано и проверено следующее оборудование:

- высоковольтные выключатели: КРУЭ 110 кВ: элегазовые модули выключателей ячеек марки ЯГТ-110, ЗРУ-10 кВ: ВВР-10-20/3600А

- УХЛ2 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2), КРУ 10 кВ: ВВР-10-20/2500А УХЛ2 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ);
- разъединители КРУЭ 110 кВ: модули разъединителей ячеек марки ЯГТ-110;
 - трансформаторы напряжения: КРУЭ-110 кВ – элегазовые модули трансформаторов напряжения ячеек марки ЯГТ-110, ЗРУ-10 кВ и КРУ-10 кВ – НОМ-10;
 - трансформаторы тока: КРУЭ-110 кВ – элегазовые модули трансформаторов тока ячеек марки ЯГТ-110, ЗРУ-10 кВ и КРУ-10 кВ – ТОЛ-10 1500/5 0,5/10Р (0,5S/10Р);
 - ограничители перенапряжения: КРУЭ 110 кВ – нелинейные ОПН-110 ПН УХЛ1, ЗРУ-10 кВ и КРУ 10 кВ: ОПН-п-10/12,7/10/6000.

Всё выбранное оборудование проходит все требуемые проверки, следовательно, оно подходит для компоновки выбранных типов РУ подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» после её модернизации.

6 Модернизация системы собственных нужд и релейной защиты

6.1 Модернизация системы собственных нужд подстанции

Для обеспечения современных требований к надёжности и эффективности системы собственных нужд на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» предлагается внедрение комплексного оборудования, включающего в себя высокотехнологичные элементы.

Одним из основных компонентов выступает современная цифровая система управления и мониторинга, основанная на микропроцессорных устройствах, позволяющая в режиме реального времени контролировать параметры сети и быстро реагировать на изменения в нагрузках.

Цифровая система управления и «мониторинга, выбранная для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» [8], представлена на рисунке 8.

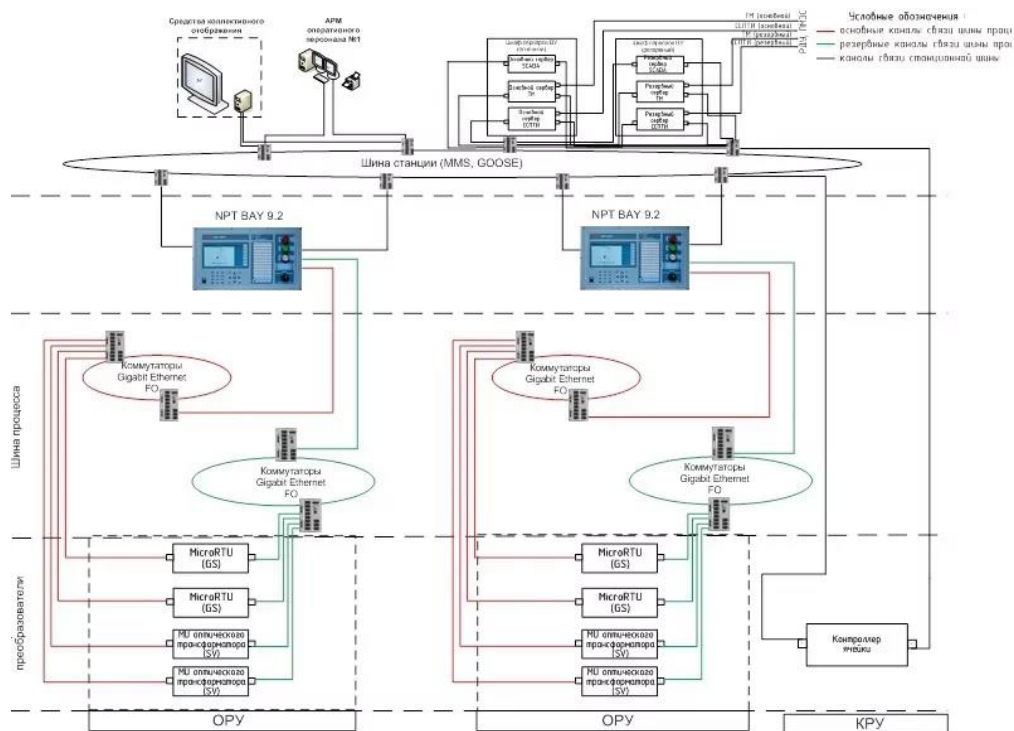


Рисунок 8 – Цифровая система управления и мониторинга, выбранная для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»

В состав данной системы входит автономный источник электропитания в виде резервного аккумуляторного модуля на базе литий-ионных батарей.

Такой модуль отличается высокой энергоёмкостью, долгим сроком службы и возможностью быстрой подзарядки, что «обеспечивает стабильную работу системы собственных нужд даже при длительных перебоях в электроснабжении.

Также предусмотрена установка современных низковольтных распределительных устройств в системе собственных нужд» [8], оснащённых встроенными средствами диагностики и защиты.

Данные устройства обладают высокой коммутационной способностью и адаптированы для интеграции в систему автоматизированного управления.

Внедрение интеллектуальных контроллеров и сенсорных систем позволяет оптимизировать режимы работы оборудования, повышая общую энергоэффективность подстанции.

Для повышения надёжности системы освещения и вентиляции предусматривается использование светодиодных осветительных приборов с возможностью автоматического регулирования яркости, а также вентиляторов с интеллектуальным управлением, реагирующих на изменение температуры и влажности внутри помещений подстанции.

Таким образом, внедрение современного оборудования системы собственных нужд на подстанции «Ильинка» направлено на повышение уровня автоматизации, надёжности и энергоэффективности, соответствуя требованиям к устойчивости и безопасности энергосистемы» [8].

6.2 Модернизация системы релейной защиты подстанции

Известно, что современные требования к устойчивости электроснабжения и минимизации рисков аварийных ситуаций обуславливают необходимость внедрения новых технологий в систему релейной защиты и автоматики.

Проект модернизации предусматривает установку цифровых устройств релейной защиты, оснащённых микропроцессорной техникой.

Такие устройства обеспечивают высокую точность измерений, гибкость в настройке и возможность оперативного реагирования на аварийные режимы.

Встроенные функции самодиагностики и удалённого мониторинга позволяют выявлять неисправности в работе системы и принимать меры в режиме реального времени, что способствует предотвращению развития аварий.

Система автоматики обновляется для интеграции с автоматизированной системой управления подстанцией (АСУТП), основной частью которой является цифровая система управления и мониторинга, выбранная ранее для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

Такое решение позволяет централизованно контролировать и управлять режимами работы оборудования, вести запись событий и анализ данных для дальнейшей оптимизации эксплуатации.

Кроме того, внедрение цифровых коммуникационных протоколов, например, МЭК 61850, обеспечивает единое информационное пространство для обмена данными между релейной защитой, автоматикой и другим оборудованием подстанции.

Важным аспектом модернизации является повышение селективности и чувствительности релейной защиты, что достигается за счёт применения современных алгоритмов анализа сетевых параметров.

Система способна быстро локализовать и отключать повреждённые участки сети, обеспечивая минимальные перерывы в электроснабжении и снижение рисков для оборудования.

В комплекте с цифровой системой управления и мониторинга, выбранной для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», на данном объекте выбирается РЗА серии БЗП-03 [19]. Внешний вид данной РЗА показан на рисунке 9.

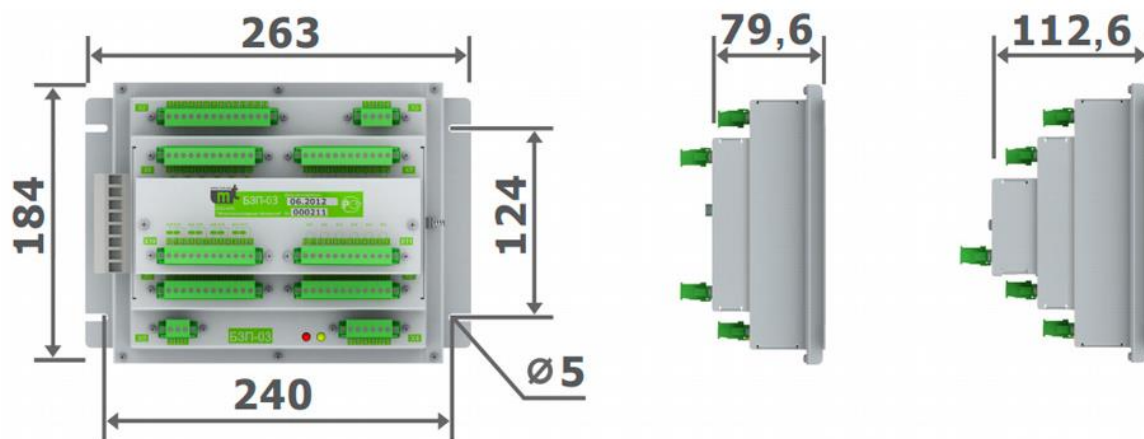


Рисунок 9 – Блок РЗаА серии БЗП-03

Применение релейной защиты и автоматики (РЗА) серии БЗП-03 для модернизации системы на подстанции «Ильинка» обусловлено её высокими техническими характеристиками и соответствием современным требованиям к надёжности и эффективности электроснабжения.

Серия БЗП-03 разработана с использованием передовых цифровых технологий, что обеспечивает точность, быстродействие и гибкость в настройке защитных функций. Основное преимущество РЗаА серии БЗП-03 заключается в её многофункциональности. Устройства этой серии объединяют в себе защиту от различных видов повреждений, включая короткие замыкания, перегрузки и асимметрии напряжения. Наличие указанных составляющих позволяет обеспечить комплексную защиту силовых трансформаторов, линий электропередачи и других элементов подстанции, повышая общую устойчивость сети.

Важным аспектом применения БЗП-03 является возможность интеграции в автоматизированные системы управления подстанцией (АСУТП), основной частью которой является цифровая система управления и мониторинга, выбранная ранее для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго». Устройства поддерживают цифровые протоколы обмена данными, что облегчает организацию единого информационного пространства и централизованного мониторинга. Функции самодиагностики и дистанционного управления способствуют оперативному

реагированию на возникающие аварийные ситуации и минимизируют риск повреждения оборудования.

Устройства серии БЗП-03 обладают высокой селективностью и чувствительностью, что позволяет точно определять место и характер неисправностей. Благодаря этому система релейной защиты способна быстро отключать только повреждённые участки сети, избегая излишних отключений и снижая последствия аварий для потребителей.

Следовательно, применение РЗА серии БЗП-03 для модернизации системы релейной защиты и «автоматики на подстанции «Ильинка» является обоснованным решением, направленным на повышение надёжности, эффективности и безопасности работы подстанции в соответствии с современными стандартами электроснабжения.

Таким образом, в результате модернизации системы релейной защиты и автоматики на подстанции» [8] «Ильинка» выбраны, обоснованы и рекомендованы для практического применения блоки РЗА серии БЗП-03.

Выводы по разделу 6.

В результате проведения модернизации вторичных цепей на объекте, для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» выбраны и обоснованы следующие технические решения:

- современная цифровая система управления и мониторинга, являющейся основной частью АСУТП;
- блоки РЗА серии БЗП-03.

Установлено, что применение данных устройств на подстанции способствует повышению уровня безопасности, надёжности и эффективности работы энергосистемы, что соответствует современным стандартам и требованиям к качеству электроснабжения.

Заключение

В работе разработаны мероприятия по модернизация электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго», который предполагает замену устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ на современное КРУЭ-110 кВ.

Установлено, что данная замена необходима для повышения надежности работы, безопасности эксплуатации и снижения затрат на обслуживание оборудования РУ-110 кВ данной подстанции.

В работе проведён анализ исходных данных на выполнение работы. Установлено, что объектом исследования в данной работе выступает понизительная подстанция 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», силовое оборудование ОРУ-110 кВ которой необходимо модернизировать в связи потерей его надёжности вследствие значительного устаревания.

Проведён анализ исходных технических данных по рассматриваемой подстанции.

Установлено, что рассматриваемая подстанция является проходной (транзитной) в системе электроснабжения региона, играя важнейшую роль в резервировании мощностей.

Определено, что подавляющее большинство потребителей, которые получают питание от подстанции, относятся к 1 и 2 категориям надёжности.

Детально рассмотрена исходная структурная схема рассматриваемой подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», описано техническое состояние оборудования.

Установлено, что данная подстанция питает нагрузку пяти секций сборных шин 10 кВ (четыре секции СШ1-СШ4 получают питание от трансформаторов Т1 и Т2, одна секция СШ5 – от трансформатора Т3 ММПС-110/10 кВ, входящей в состав подстанции).

Показано, что основной задачей работы является разработка мероприятий, а также комплексных и схемных решений, по модернизации

электрической части ПС «Ильинка» 110/10 кВ ПАО «Россети-Ленэнерго», что предполагает замену устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ на современное комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-110 кВ. Установлено, что данная замена необходима для повышения надежности работы, безопасности эксплуатации и снижения затрат на обслуживание оборудования РУ-110 кВ данной подстанции.

Определено, что второй дополнительной задачей работы является модернизация системы собственных нужд и релейной защиты подстанции с целью повышения показателей надёжности, безопасности, ремонтпригодности, удобства обслуживания и ремонта данных вторичных систем коммутации подстанции.

Показано, что для резервного питания нагрузки основной части ПС СШ1-10 кВ и СШ4-10 кВ, а также с целью обеспечения дополнительного резервирования на стороне 110 кВ в случае транзита мощности по линии 110 кВ «Ильинка – Колтуши», планируется ввести в эксплуатацию новый трансформатор Т4 марки ТДН-25000/110, соединив в единую двухтрансформаторную ММПС-110/10 кВ новый и существующий трансформаторы и их оборудование. Данная плановая реконструкция схемы электрических соединений определена как третья дополнительная задача работы. Таким образом, при решении комплекса, состоящего из трёх перечисленных задач, цель работы будет достигнута в полном объёме.

Получены следующие основные результаты расчётов электрических нагрузок рассматриваемой ПС-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго»:

- значение полной расчётной нагрузки основной части ПС (трансформаторы Т1 и Т2) составило 31499,5 кВА, значение расчётного тока на стороне 110 кВ – 165,3 А;
- значение полной расчётной нагрузки ММПС-110/10 кВ (с учётом установки дополнительного трансформатора 25 МВА) составило 31499,5 кВА, значение расчётного тока на стороне 110 кВ – 165,3 А;

- суммарная нагрузка всей ПС-110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» равна 57577,1 кВА при значении расчётного тока 302,2 А на шинах 110 кВ.

В результате проведения проверочных расчётов установлено, что следующие силовые трансформаторы, установленные на подстанции, полностью соответствуют требованиям проверок системы охлаждения на нагрузочную и перегрузочную способности:

- силовые трансформаторы с расщеплённой обмоткой Т1 и Т2 марки ТРДН-40000/110;
- силовые двухобмоточные трансформаторы Т3 и Т4 (новый) марки ТДН-25000/110.

В работе осуществлён расчёт максимального трёхфазного и ударного тока КЗ. Установлено, что на выводах силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой марки ТРДН-40000/110 (Т1 и Т2) подстанции значения трёхфазных токов КЗ будут следующими:

- на выводах 110 кВ – 1,36 кА;
- на выводах 10 кВ – 10,94 кА.

Соответственно, значения ударных токов КЗ будут составлять:

- на выводах 110 кВ – 3,46 кА;
- на выводах 10 кВ – 21,66 кА.

Установлено, что на выводах силовых трансформаторов марки ТДН-25000/110 (Т3 и Т4) подстанции значения трёхфазных токов КЗ будут следующими:

- на выводах 110 кВ – 1,35 кА;
- на выводах 10 кВ – 5,35 кА.

Соответственно, значения ударных токов КЗ будут составлять:

- на выводах 110 кВ – 3,44 кА;
- на выводах 10 кВ – 10,59 кА.

На подстанции обосновано применение следующих типов и марок проводников:

- для питающих воздушных линий 110 кВ – неизолированные провода воздушной линии марки АС-300/39;
- для питающих кабельных линий 110 кВ, предназначенных для питания трансформатора Т3 и нового трансформатора Т4 – два силовых кабеля 110 кВ марки АПвВ 1×185/25;
- для распределительных кабельных линий 10 кВ, предназначенных для питания потребителей подстанции – силовые кабели марки АПвП – 10 (3×50), АПвП – 10 (3×70) и АПвП – 10 (3×240) – для резервного питания СШ1-СШ4 10 кВ от шин ММПС-110/10 кВ.

В результате проведения выбора современных устройств для целесообразной замены устаревшего оборудования ОРУ-110 кВ установлено, что применение КРУЭ-110 кВ с ячейками ЯГТ-110 на 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» наиболее целесообразно, так как оно обеспечивает высокую надёжность, безопасность и компактность оборудования, снижает эксплуатационные затраты и легко интегрируется с системами автоматизированного управления.

Определено, что принятое решение повышает эффективность работы подстанции и снижает затраты на обслуживание и ремонт.

Для компоновки выбранных ячеек КРУЭ-110 кВ, а также ЗРУ-10 кВ и КРУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго», выбрано и проверено следующее оборудование:

- высоковольтные выключатели: КРУЭ 110 кВ: элегазовые модули выключателей ячеек марки ЯГТ-110, ЗРУ-10 кВ: ВВР-10-20/3600А УХЛ2 (в цепи трансформаторов Т1 и Т2), КРУ 10 кВ: ВВР-10-20/2500А УХЛ2 (в цепи трансформаторов Т3 и Т4 ММПС-110/10 кВ);
- разъединители КРУЭ 110 кВ: модули разъединителей ячеек марки ЯГТ-110;
- трансформаторы напряжения: КРУЭ-110 кВ – элегазовые модули трансформаторов напряжения ячеек марки ЯГТ-110, ЗРУ-10 кВ и КРУ-10 кВ – НОМ-10;

- трансформаторы тока: КРУЭ-110 кВ – элегазовые модули трансформаторов тока ячеек марки ЯГТ-110, ЗРУ-10 кВ и КРУ-10 кВ – ТОЛ-10 1500/5 0,5/10Р (0,5S/10Р);
- ограничители перенапряжения: КРУЭ 110 кВ – нелинейные ОПН-110 ПН УХЛ1, ЗРУ-10 кВ и КРУ 10 кВ: ОПН-п-10/12,7/10/6000.

Всё выбранное оборудование проходит все требуемые проверки, следовательно, оно подходит для компоновки выбранных типов РУ подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго».

В результате проведения модернизации вторичных цепей на объекте, для применения на подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» выбраны и обоснованы следующие технические решения:

- современная цифровая система управления и мониторинга, являющейся основной частью АСУТП;
- блоки РЗА серии БЗП-03.

Установлено, что применение данных устройств на подстанции способствует повышению уровня безопасности, надёжности и эффективности работы энергосистемы, что соответствует современным стандартам и требованиям к качеству электроснабжения.

Таким образом, на основании полученных результатов, установлено, что разработанный проект модернизации электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Ильинка» ПАО «Россети-Ленэнерго» характеризуется достаточными условиями надёжности, экономичности, безопасности и экологичности.

Список используемых источников

1. АО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <https://elektroapparat.ru/upload/iblock/ca1/ca12d9fcae4a5c3bbc248659232842a6.pdf> (дата обращения 29.09.2024)
2. АПВВ. Кабель силовой с изоляцией из сшитого полиэтилена на среднее и высокое напряжение [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvv/> (дата обращения 29.09.2024)
3. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 29.09.2024).
4. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 29.09.2024).
5. 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: 29.09.2024).
6. Допустимые длительные токовые нагрузки кабелей [Электронный ресурс]: URL: <https://elekom.ru/products/kabeli-silovye-s-izolyatsiej-iz-sshitogo-polietilena-na-napryazhenie-1kv> (дата обращения: 29.09.2024).
7. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <https://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения 29.09.2024)
8. Инновационные системы автоматизации с применением технологии «Высокоавтоматизированная подстанция» [Электронный ресурс]: URL: <http://www.epsa-spb.ru/highly-automated-substation/> (дата обращения: 29.09.2024).

9. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiKwqTS4sKIAxUHRvEDHWr8KGI4ChAWegQIFhAB&url=https%3A%2F%2Fwww.proektant.org%2Farh%2Ffile%2F1267.html&usg=AOvVaw350xpsC1XATZvgCI4fSlv3&opi=89978449> (дата обращения 29.09.2024)

10. Климат Всеволожска (Российская Федерация) [Электронный ресурс]: URL: <https://ru.climate-data.org/азия/россииская-федерация/ленинградская-область/всеволожск-23399/> (дата обращения 29.09.2024)

11. Комплектное распределительное устройство элегазовое КРУЭ-110 с ячейками ЯГТ-110 [Электронный ресурс]: URL: <https://elektroapparat.ru/products/kruе/kruе-110/> (дата обращения 29.09.2024)

12. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

13. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 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: 29.09.2024).

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

17. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

18. Схема ЛЭП и электроснабжения России. ПС 110/10 кВ «Ильинка»

ПАО «Россети-Ленэнерго» [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#13.56/60.00192/30.65907> (дата обращения: 29.09.2024).

19. Технические параметры устройств РЗА серии БЗП [Электронный ресурс]: URL: <http://www.i-mt.tech/characteristics-rza> (дата обращения: 29.09.2024).

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