

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

---

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем  
(направленность (профиль))

---

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Анализ режимов электрической сети с учетом реконструкции электрической части ПС 110 кВ «Матюшкино»

Студент

Ю.В. Викулова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Оглавление

Введение.....	3
Глава 1 Анализ технического состояния электрооборудования ПС 110 кВ «Матюшкино» .....	5
1.1 Общие данные .....	5
1.2 Обзор установленного электрооборудования.....	7
1.3 Определение электрических нагрузок .....	8
1.4 Расчет токов КЗ .....	14
1.5 Выбор конструктивных решений.....	21
1.6 Выбор оборудования ПС «Матюшкино» .....	21
1.7 Релейная защита подстанции.....	36
1.8 Освещение подстанции .....	39
1.9 Оперативный ток подстанции .....	42
1.10 Собственные нужды подстанции .....	44
1.11 Заземление подстанции .....	45
1.12 Молниезащита подстанции.....	48
Глава 2 Режимы работы сети .....	51
2.1 Обоснование конфигурации сети.....	51
2.2 Моделирование электрической сети.....	52
2.3 Энергосбережение и энергоэффективность подстанции.....	61
2.4 Оценка негативного воздействия на окружающую среду.....	67
Глава 3 Обоснование мероприятий при реконструкции подстанции.....	74
Заключение .....	84
Список используемых источников.....	87

## Введение

Одной из ведущих отраслей России и мира является электроэнергетика. Её значение трудно переоценить – она определяет технологическое развитие человечества и затрагивает все сферы жизни: промышленность, здравоохранение, быт и так далее.

Энергосистема РФ представляет собой единую энергетическую систему (ЕЭС России), включающую 7 объединенных энергосистем (ОЭС): «ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири) и территориально изолированных энергосистем (Чукотский автономный округ, Камчатский край, Сахалинская и Магаданская область, Норильско-Таймырский и Николаевский энергорайоны, энергосистемы северной части Республики Саха (Якутия))» [14].

По данным Министерства Энергетики РФ, «Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2020 г. составило 1,05 трлн кВт·ч» [14]. Повышению этого показателя способствуют реконструкции объектов электроэнергетики, направленные на:

- повышение вырабатываемой мощности (замена или модернизация генерирующего оборудования);
- снижение экономических потерь (замена морально устаревшего, не энергоэффективного оборудования распределительных объектов);
- подключение новых потребителей.

Огромное значение для энергосистемы имеют электрические подстанции – «электроустановки, предназначенные для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящие из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств» [10].

Строительство большинства подстанций пришлось на вторую половину XX-го века, а значит, что установленные сроки эксплуатации

электрооборудования (20-25 лет) подходят к концу, но реконструкции их редкие и частичные, а зачастую и вовсе не предусмотрены на ближайшие годы. На многих подстанциях в эксплуатации остается пожаро- и взрывоопасное масляное оборудование, морально устаревшие системы типа «отделитель-короткозамыкатель» и другие устаревшие технические решения.

Сегодня проблема обеспечения надежного и бесперебойного электропитания выходит на первое место, но оборудование, ресурс которого подходит к концу, имеет большое количество ложных срабатываний или же наоборот не срабатывает в должный момент, а значит, не может обеспечивать требуемого качества получаемой потребителями электроэнергии. Особенно остро эта проблема проявляется на подстанциях напряжением 110/10(6) и 110/35/10(6), обеспечивающих питание промышленных предприятий и жилых кварталов.

Помимо проблемы технического оснащения, во многих районах изменилась величина электрических нагрузок и существующее оборудование не обеспечивает потребности питаемых районов.

Цель магистерской диссертации – выбор оптимальной конфигурации сети, удовлетворяющей всем современным требованиям, для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей.

Задачи:

- произвести анализ технического состояния электрооборудования подстанции и обосновать его замену;
- выполнить расчет режимов электрической сети и выбрать оптимальный режим (с учетом реконструкции);
- выполнить технико-экономическое обоснование выбранной схемы.

Решение этих задач позволит получить один из вариантов конфигурации схемы подстанции «Матюшкино», удовлетворяющей всем современным требованиям, для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей, а значит, ведет к достижению цели магистерской диссертации.

# Глава 1 Анализ технического состояния электрооборудования ПС 110 кВ «Матюшкино»

## 1.1 Общие данные

Объект исследования – подстанция «Матюшкино» 110/35/10 кВ, расположенная в микрорайоне Новоматюшкино г. Тольятти на ул. Раздольная. Расположение приведено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расположение подстанции

Подстанция построена и введена в работу в 1978 году. С тех пор реконструкции и замены оборудования были незначительными, а некоторые

и вовсе были неудачными. От подстанции запитаны: мкр-н Новоматюшкино, большая часть мкр-на Поволжский, ряд промышленных и сельскохозяйственных объектов, например, ЗАО «Поволжская ТЭК», агропромышленный холдинг «СВ-Поволжское», близлежащие СНТ, АЗС и тому подобное.

Рассмотрим конструктивное исполнение подстанции. Она подразделяется на:

- площадки открытых распределительных устройств: ОРУ-110 и ОРУ-35;
- площадка главных трансформаторов Т-1 и Т-2;
- здание закрытого распределительного устройства (ЗРУ), совмещенное с общеподстанционным пунктом управления (ОПУ).

Подстанция тупиковая, запитана по двум одноцепным линиям «Азот-Матюшкино» и «Матюшкино-1». Схемы распределительных устройств согласно [27]

- ОРУ-110: 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [27];
- ОРУ-35: 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [27];
- ЗРУ-10 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [27].

Климатические и геофизические условия местности подстанции приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические и геофизические условия местности

Параметр	Значение
1	2
Район по количеству грозных часов в году	60-80 ч
Район по степени загрязненности атмосферы	С3-2 (земледельческие районы, для которых характерно применение в широком масштабе химических веществ (удобрений, гербицидов), и промышленные районы,

## Продолжение таблицы 1

1	2
	расположенные за пределами наименьшего защитного интервала и не подверженные загрязнению соляной пылью)
Район по ветру	III (скорость ветра 32 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет)
Район по гололеду	IV (толщина стенки гололеда 25 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет)

Далее рассмотрим техническую часть подстанции.

### 1.2 Обзор установленного электрооборудования

На сегодняшний день в эксплуатации на подстанции находятся:

– По стороне ВН (110 кВ): разъединители РНДЗ-110, трансформаторы напряжения (ТН) ЗНГ-110, трансформаторы тока (ТТ) ТФН-35 и ТФЗМ-35, масляные выключатели МКП-110М, система «отделитель-короткозамыкатель» (ОД-150М630 и КЗ-220-М1 соответственно).

– По стороне СН (35 кВ): разъединители РНДЗ-35, трансформаторы напряжения (ТН) ЗНОЛ-35, трансформаторы тока (ТТ) ТФНД-110М, масляный выключатель С-35.

– По стороне НН (10 кВ): масляные выключатели ВМП-10 (большинство) и ВМПЭ-10, вакуумные выключатели ВВ-TEL-10, трансформаторы тока (ТТ) ТПЛМ-10, трансформаторы напряжения (ТН) НАМИТ-10. Оборудование укомплектовано в ячейки КСО, расположенные в здании ЗРУ-10.

«Сердцем» подстанции являются силовые трансформаторы ТДТН-110/35/10 мощностью 16 и 25 МВА.

Применение силового выключателя и системы «ОД-КЗ» по стороне 110 кВ объясняется особенностями схемы главных соединений 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [27].

Как видно из перечня, подавляющее большинство оборудования морально устарело и требует замены. Последние реконструкции производились в 2014 (была неудачной, замененные трансформаторы напряжения вышли из строя, не проработав и года) и в 2018 году (повторно заменены трансформаторы напряжения по стороне 110 кВ).

Схема соединений по стороне 110 кВ не соответствует типу подстанции – ПС «Матюшкино» тупиковая, а согласно [28] данная схема применяется на проходных подстанциях; также применяемая схема не обладает технической гибкостью.

На сегодняшний день также существует проблема избыточного запаса мощности трансформаторов: по данным сетевой компании фактическая мощность на данный момент около 13 МВА. Это связано с упразднением компании «ЗАО Поволжский свинокомплекс», для нужд которого и была построена подстанция.

Таким образом, необходим пересчет требуемой мощности (с учетом перспективы развития), выбор новой схемы соединений для стороны 110 кВ и обоснование замены устаревшего оборудования на новое, отвечающее все требованиям безопасности и надежности.

### 1.3 Определение электрических нагрузок

Как было сказано ранее, сегодня мощность подстанции не соответствует требуемой потребителям мощности. Распределение по классам напряжения приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные по мощностям

Наименование присоединения	Средняя мощность МВт	
	Зима	Лето
1	2	3
1 СШ-35 кВ (СН1)	2,29	2,2
2 СШ-35 кВ (СН2)	1,55	1,81



Продолжение таблицы 2

1	2	3
1 СШ-10 кВ (НН1)	5,12	5,73
2 СШ-10 кВ (НН2)	4,57	4,69

Из данных видно, что силовые трансформаторы подстанции работают в режиме недогруза. Он характеризуется «большим значением потерь холостого хода, которые суммарно превосходят нагрузочные потери, а это приводит к существенному увеличению экономических потерь» [43].

Из-за малой загрузки стороны 35 кВ имеет место рассмотреть отказ от данного класса напряжения и осуществить переход к напряжению подстанции 110/10. Это позволит снизить величину потерь в сети за счет уменьшения количества ступеней трансформации. К тому же, все конечные потребители получают энергию от (К)ТП 10/0,4, поэтому при переходе на напряжения 110/10 не потребуется реконструкция силовых аппаратов потребителей.

Для того, чтобы определить мощность новых трансформаторов, необходимо также заложить и перспективную мощность. Например, учитывая складывающуюся экологическую обстановку в городе – частый смог и удушающий запах от химических предприятий, многие жители стремятся перебраться загород, но так, чтобы переезд не повлиял на их повседневную жизнь: сохранить место работы, иметь возможность посещать культурные и досуговые места в городе и так далее. Кроме того, сейчас многие задумываются о своем приусадебном хозяйстве для получения экологически чистых продуктов питания.

Рассматриваемый район отвечает всем этим требованиям: он относительно близок к центру города, здесь развитая инфраструктура (есть постоянный общественный транспорт, больницы, школы, детские сады) и свежий загородный воздух.

Для обеспечения этой благоприятной картины мира необходимо учесть следующие перспективные нагрузки: строительство нового жилого дома (МКД), строительство ферм мясомолочной и птицеводческой направленности, расширение территорий СНТ, включающее строительство новых участков и домов, а значит их технологическое присоединение. Также, в рамках особой экономической зоны, на территории бывшего свинокомплекса будет построено фармацевтическое предприятие ООО «Полифарм». Подготовка к строительству началась в 2019 году.

Значения необходимых мощностей определим с помощью СП 31-110-2003 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [25] и РД 34.20.178 «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения» [21]

Для нормального функционирования жилого дома на 100 квартир, необходимо учесть:

- Поквартирную нагрузку, рассчитываемую по формуле (1);
- лифтовую нагрузку, рассчитываемую по формуле (2);
- общую нагрузку жилого дома, рассчитываемую по формуле (3).

$$P_{кв} = P_{кв.уд.} \cdot n, \quad (1)$$

где « $P_{кв.уд.}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице из [25];

$n$ – количество квартир.  $n=100$  кв,  $P_{кв.уд.}=1,5$  кВт/кв» [25].

$$P_{кв} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ кВт.}$$

Нагрузка лифтового хозяйства:

$$P_{р.л.} = K_{с.л.} \sum_1^{n_l} P_{ni}, \quad (2)$$

где « $K_{с.л.}$ —коэффициент спроса лифта.  $K_{с.л.}=0,8$ ;

$P_{ni}$ — мощность электродвигателя  $i$ -го лифта, кВт. Для лифтов ЩЛЗ  
400 кг  $P_{ni}=8,5$  кВт;

$n_{л}$ — количество лифтов.  $n_{л}=3$ » [25]

Таким образом, нагрузка лифтового хозяйства:

$$P_{р.л.} = 0,8 \cdot 3 \cdot 8,5 = 20,4 \text{ кВт.}$$

Общая нагрузка жилого дома:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + 0,9P_{с}. \quad (3)$$

В качестве  $P_{с}$  принимаем лифтовую нагрузку.

Таким образом:

$$P_{р.ж.д.} = 150 + 0,9 \cdot 20,4 = 168,36 \text{ кВт.}$$

Для расширения СНТ и частного сектора необходимо учитывать:

- Мощность, которая требуется для дачных домиков, определяемую аналогично поквартирной;
- Мощность для приусадебных хозяйств различной величины, определяемую по формуле 4.
- Мощность, необходимую для функционирования ферм, определяемую по формуле 5.

Для дачных домиков примем условие, что строительство будет происходить в различных СНТ микрорайона или с образованием новых СНТ, по 18 домиков в каждом. Количество новых участков строительства примем равным 3.

$$P_{p\partial} = 3P_{\partial} = 3 \cdot (18 \cdot 1,1) = 59,4 \text{ кВт.}$$

Приусадебные хозяйства могут быть адаптированы под разное количество животных/растений, а соответственно потреблять различную мощность. РД 34.20.178 «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения» [21] предлагает деление на 3 типа:

– Первый тип: малое, «в среднем: 1 корова, 2 свиньи, 5 кур. Установленная мощность  $P_{уст} = 0,77$ » кВт [21]

– Второй тип: среднее, «содержится 2 коровы, 1 теленок на откорме, 2-3 поросенка на откорме, 4-5 овец, 12 -15 кур. Установленная мощность  $P_{уст} = 3,29$  кВт» [21]

– Третий тип: крупное, «содержится: 3-5 коров, 3-5 телят на откорме, 8-10 свиней, до 30-50 голов птицы. Установленная мощность  $P_{уст} = 7,74$  кВт» [21].

Примем, что в перспективе на территории района будет 15 малых и средних и 5 крупных хозяйств. Общую нагрузку приусадебных хозяйств найдем как сумму мощностей хозяйств разных типов:

$$\begin{aligned} P_{ЛПХ\Sigma} &= P_{ЛПХ1} + P_{ЛПХ2} + P_{ЛПХ3} = \\ &= 0,77 \cdot 15 + 3,29 \cdot 15 + 7,74 \cdot 10 = 138,3 \text{ кВт.} \end{aligned} \quad (4)$$

Далее, определим требуемую нагрузку для ферм:

– «молочной направленности на 30 голов  $P_{фер1} = 13$  кВт» [21]

– «скотоводческой направленности на 20 голов  $P_{фер2} = 6$  кВт» [21]

– «свиноводческой направленности с законченным производственным циклом на 8 свиноматок  $P_{фер3} = 19$  кВт» [21]

Общая нагрузка ферм:

$$P_{\phi\Sigma} = P_{\phi1} + P_{\phi2} + P_{\phi3} = 13 + 6 + 19 = 38 \text{ кВт.} \quad (5)$$

Общую перспективную нагрузку определим по формуле (6).

$$\begin{aligned} P_{\text{пер}} &= P_{\text{р.э.д.}} + P_{\text{р\delta}} + P_{\text{ЛПХ\Sigma}} + P_{\phi\Sigma} = \\ &= 168,36 + 59,4 + 78,6 + 38 = 344,36 \text{ кВт.} \end{aligned} \quad (6)$$

Перейдем от активной мощности к полной. Для этого определим коэффициент мощности сети. Учитывая условие « $tg\varphi \leq 0,4$ » [19] полную мощность рассчитаем по формуле (7):

$$S = \frac{P_{\text{исх}} + P_{\text{пер}}}{\cos\varphi} = \frac{P_{\text{исх}} + P_{\text{пер}}}{\cos(\text{arctg}\varphi)} = \frac{14520 + 344,36}{0,93} = 15980,3 \text{ кВА.} \quad (7)$$

Определим количество и мощность силовых трансформаторов, исходя из категории надежности электроснабжения потребителей. «Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к установке принимаются 2 трансформатора» [17].

Мощность одного трансформатора с учетом приближенной допустимой перегрузки 40% определим из выражения (8):

$$S_{\text{номТ}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{1,4} = \frac{15980,3}{1,4} = 11414,5 \text{ кВА.} \quad (8)$$

К установке принимаются трансформаторы ТДН-16000/110/10 производства ОАО «Тольяттинский трансформатор». [15] Каталожные данные трансформатора приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора ТДН-16000/110/10

Трансформатор	$S_{\text{номТ}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	НН				
ТДН-16000/110/10	16	115	11	10,5	83	12	0,3

Для выбора оборудования на новые параметры сети выполним расчет токов коротких замыканий.

## 1.4 Расчет токов КЗ

### 1.4.1 Расчет токов симметричных КЗ

«Короткое замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима» [11]

Расчетная схема представлена на рисунке 2.

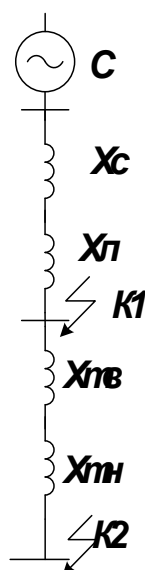


Рисунок 2 – Расчетная схема

На основе расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения, приведенную на рисунке 3:

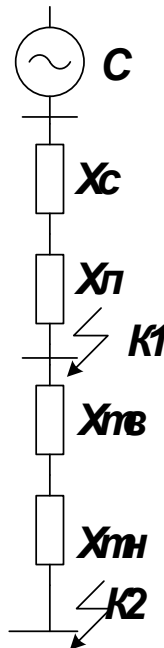


Рисунок 3 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Расчет параметров схемы замещения выполним согласно формулам (9–12):

$$x_{*\delta,c} = \frac{S_{\delta}}{S_k} = \frac{1000}{3750} = 0,27, \quad (9)$$

$$x_{*\delta,тв} = 0,01(U_{квн-нн} - 0,25U_{кнн1-нн2}) = 0,01 \cdot (20 - 0,25 \cdot 30) = 0,125, \quad (10)$$

$$x_{*\delta,тн1} = x_{*\delta,тн2} = 0,05 \cdot U_{кнн1-нн2} = 0,05 \cdot 30 = 1,5, \quad (11)$$

$$x_{*\delta,л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2} = 0,425 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,31. \quad (12)$$

Данные для расчетов:

$$l = 10 \text{ км}$$

$$x_{л,уд} = 0,425 \text{ Ом/км}$$

$$S_{\sigma}=1000 \text{ МВА}$$

$$S_{\kappa}=3750 \text{ МВА}$$

КЗ в точке К1:

Результирующее сопротивление определим по формуле (13):

$$x_{\text{рез1}(\sigma)} = x_{*\sigma,c} + x_{*\sigma,l} = 0,27 + 0,31 = 0,58. \quad (13)$$

Базисный ток найдем по формуле (14):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА}. \quad (14)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ найдем по формуле (15):

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E''_{\sigma}}{x_{\text{рез}(\sigma)}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,58} \cdot 5,03 = 8,67 \text{ кА}. \quad (15)$$

Ударный ток КЗ определим по формуле (16):

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 8,67 \cdot 1,8 = 21,85 \text{ кА}, \quad (16)$$

где  $k_{y\sigma}$  – ударный коэффициент,  $k_{y\sigma} = 1,8$

Короткое замыкание в точке К2 определим аналогично точке К1.

$$x_{\text{рез2}(\sigma)} = x_{*\sigma,c} + x_{*\sigma,l} + x_{*\sigma,m\sigma} + x_{*\sigma,m\kappa} = 0,27 + 0,31 + 0,125 + 1,5 = 2,205,$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА},$$



$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{2,205} \cdot 55,05 = 24,96 \text{ кА},$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 24,96 \cdot 1,92 = 67 \text{ кА}.$$

#### 1.4.2 Расчет несимметричных КЗ

При расчёте токов несимметричных КЗ стоит учитывать, что «ток нулевой последовательности может протекать только через обмотку с заземлённой нулевой точкой» [42].

В точке К2 ток при несимметричных КЗ будет намного меньше тока трёхфазного КЗ, так как токи нулевой последовательности не будут протекать через обмотки НН. Расчёт несимметричного тока КЗ будем проводить только для точки К1. Это объясняется тем, что «при соединении обмоток трансформатора по схеме Уо/Д ЭДС нулевой последовательности, наводимая в соединённой треугольником обмотке, полностью компенсируется падением напряжения от тока нулевой последовательности в индуктивном сопротивлении рассеяния этой обмотки, вследствие чего напряжение нулевой последовательности на выводах этой обмотки равно нулю» [11]

Составим схему замещения прямой последовательности и изобразим ее на рисунке 4.

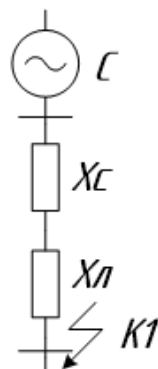


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

Результирующее сопротивление – из п.1.3.1.1.

$$x_1 = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} = 0,27 + 0,31 = 0,58.$$

Составим схему замещения обратной последовательности и изобразим ее на рисунке 5.

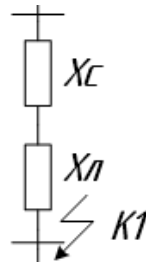


Рисунок 5 – Схема замещения обратной последовательности

Из рисунков видно, что сопротивление обратной последовательности до точки K1 будет равно аналогичному сопротивлению прямой последовательности.

$$x_2 = x_1 = 0,27 + 0,31 = 0,58.$$

Составим схему замещения нулевой последовательности и изобразим ее на рисунке 6.

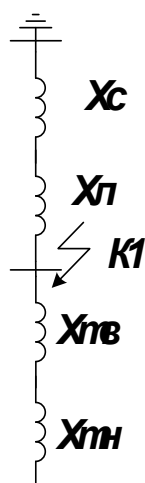


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

Определим сопротивление нулевой последовательности для линии по формуле (17), исходя из того, что мы имеем 2 одноцепные линии со стальным грозозащитным тросом, отношение  $\frac{x_0}{x_1}$  в этом случае равно 4,7.

$$x_{0,l} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_l = 4,7 \cdot 0,31 = 1,46. \quad (17)$$

Тогда результирующее сопротивление найдем по формуле 18:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*0,c} + x_{*0,l}) \cdot (x_{Tвн} + x_{Tнн})}{(x_{*0,c} + x_{*0,l}) + (x_{Tвн} + x_{Tнн})} = \frac{(0,27 + 1,46) \cdot (0,125 + 1,5)}{(0,5 + 1,46) + (0,125 + 1,5)} = 0,78. \quad (18)$$

Определим ток однофазного КЗ по формуле (19):

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*0}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_0 = 3 \cdot \frac{1}{0,58 + 0,58 + 0,78} \cdot 5,03 = 7,78 \text{ кА}. \quad (19)$$

Двухфазного КЗ – по формуле (20):

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\sigma} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,58 + 0,58} \cdot 5,03 = 7,51 \text{ кА.} \quad (20)$$

Двухфазного КЗ на землю – по формуле (21):

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\sigma}. \quad (21)$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,58 \cdot 0,78}{(0,58 + 0,78)^2}} \cdot \frac{1}{0,8 + \frac{0,58 \cdot 0,78}{0,58 + 0,78}} \cdot 5,03 = 5,62 \text{ кА.}$$

Ударные токи для каждого вида КЗ аналогично п.1.3.1.1:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,78 \cdot 1,8 = 19,6 \text{ кА,}$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 7,51 \cdot 1,8 = 18,9 \text{ кА,}$$

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1,1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,62 \cdot 1,8 = 14,2 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетная точка	$I_{n,o}^{(3)}$ , кА	$I_{n,o}^{(2)}$ , кА	$I_{n,o}^{(1,1)}$ , кА	$I_{n,o}^{(1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1,1)}$ , кА	$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА
К1	8,67	7,51	5,62	7,78	21,85	18,9	14,2	19,6
К2	24,96	-	-	-	67	-	-	-

На основе полученных данных определим новое оборудование подстанции и схемы главных электрических соединений.

### **1.5 Выбор конструктивных решений**

На сегодняшний день схема ОРУ-110 предполагает наличие системы «ОД-КЗ» и применение масляного выключателя в цепи линий, что является морально устаревшим оборудованием. Кроме того, существующая схема не предназначена для данного типа подстанций. Область применения схемы 110-5Н – «проходные подстанции с двухсторонним питанием» [28], хотя рассматриваемая подстанция является тупиковой, с односторонним питанием.

В данном случае оптимальным будет применение схемы 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [27].

Область применения схемы – «распределительные устройства 35-220 кВ, на тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанциях» [28].

Преимущества использования – схема наиболее дешевая с учетом количества возможных присоединений, а также требует минимальных отчуждаемых территорий. Кроме того, схема 110-4Н простая и наглядная, при ее использовании минимизированы отказы оборудования по вине персонала, так как все блокировки и переключения просты и однотипны. В целом, 110-4Н «является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ» [28].

Для ЗРУ-10 схема остается неизменной – 10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [27].

## **1.6 Выбор оборудования ПС «Матюшкино»**

В связи с заменой главного оборудования подстанции – силовых трансформаторов, необходима комплексная модернизация ОРУ-110 и ЗРУ-10. Для замены выбираются новые выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ошиновка, изоляторы. Кроме того, необходимо выбрать, как будет компоноваться РУ-10 кВ, а значит выбрать ячейки КРУ или КСО.

### **1.6.1 Выбор ячеек КРУ (КСО)**

Выбирая между ячейками комплектного распределительного устройства (КРУ) и камерами сборными одностороннего обслуживания (КСО), стоит ориентироваться на: габариты установки, так как перепланировка ЗРУ не предусмотрена, стоимость, легкость обслуживания, количество необходимого оборудования для нормального функционирования. К установке принимаются ячейки КРУ, так как они сразу включают в себя необходимое оборудование, просты монтажу и наладке. Также, «КРУ не требует установки разъединителей на отходящих линиях, так как видимый разрыв цепи создается за счет выкатного элемента ячейки» [13].

Все вышеперечисленные факторы делают КРУ более дешевым, доступными, простыми в эксплуатации, а значит, позволит минимизировать аварии и простои по вине персонала.

Для установки в ЗРУ-10 примем ячейку КРУ-СЭЩ-63 производства «Электрощит Самара» [13]. Данная ячейка обладает сравнительно малыми габаритами (750x1400(1600)x2268), широким диапазоном рабочих токов (от 630 до 4000 А).

### **1.6.2 Выбор силовых выключателей**

Согласно современным требованиям надежности электроснабжения, к установке по стороне ВН принимаются элегазовые выключатели с пружинным приводом. Выключатели устанавливаются вместо системы «отделитель-короткозамыкатель».

Проверим возможность установки выключателя ВЭБ-УТЭМ-110, производства АО «Уралэлектротяжмаш» [38]. Рассматриваемые выключатели имеют высокий коммутационный ресурс, а также большим преимуществом является наличие встроенных трансформаторов тока ТВГ-УЭТМ, проверка допустимости использования которых рассмотрена в соответствующем пункте.

Максимальный рабочий ток определим по формуле (22).

$$I_{max} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 80,422 \text{ А.} \quad (22)$$

Проверку на термическую стойкость выполним по формуле 23:

$$B_k = (I_{n,o}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл.в} + T_a) = 8,67^2 \cdot (0,03 + 0,05) = 6,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (23)$$

где « $t_{откл.в}$  – собственное время отключения, с;

$T_a$  – время затухания апериодической составляющей» [12]

Проверку по отключающей способности осуществим по формуле (24).

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,67 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 5,51 \text{ кА}, \quad (24)$$

где  $\tau = t_{откл.в} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ ,

« $t_{откл.в}$  – собственное время срабатывания выключателя, с;

$t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты, с. Принимается равным 0,01 с.» [12]

Каталожные данные, а также их сравнение с расчетными для наглядности сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Проверка выключателя ВЭБ-УЭТМ-110

«Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора	
$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{max}} = 80,42 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{n,0}^{(3)} = 8,67 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{\text{откл. ном.}}$	По отключающей способности: а) на симметричный ток отключения
$i_{\alpha,\tau} = 5,51 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2}\beta_{\text{нор}} \cdot 0,01) \cdot I_{\text{откл. ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,01) \cdot 40 = 28,24 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,\text{ном}}$	б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.
$I_{n,pc}^{(3)} = 8,67 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 40 \text{ кА}$	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{n,pc}$	На электродинамическую стойкость
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 21,85 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	
$B_k = 6,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	На термическую стойкость
-	Пружинный, ППрК-УЭТМ	-	Тип привода
-	5000 ( $I_{\text{ном}}$ ); 60 ( $I_{\text{откл. ном}}$ )	-	Количество циклов ВО» [6]

По результатам проверки можно сказать, что выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 годен к эксплуатации в составе ОРУ-110 ПС «Матюшкино».

Аналогично выберем выключатели для стороны НН. Производитель ячейки КРУ предлагает к установке вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10 производства «Электроцит Самара» [1] и элегазовые выключатели LF2 производства «MerlinGerin» (Франция) [7]. В отличие от стороны ВН, для низкого напряжения чаще всего выбирают именно вакуумные выключатели. Это объясняется тем, что «ресурс вакуумных выключателей (циклы включения-отключения) выше, чем у элегазовых. Вакуумные выключатели также выигрывают по отключающей способности: как по величине симметричного тока отключения, так и по току аperiodической составляющей» [6].



Расчетные данные для проверки выключателей 10 кВ определяются аналогично выключателям на 110 кВ.

Так же, как и для выключателей 110 кВ, каталожные данные выключателей, а также их сравнение с расчетными для наглядности сведены в таблицу 6. Выбор покажем на примере вводных выключателей.

Таблица 6 – Проверка выключателей 10 кВ

Каталожные данные		Расчетные данные	Условие выбора	
ВВУ-СЭЩ-10	LF2			
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
2000 А	2000 А	$I_{\text{max}} = 1\,231,62 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
50	40	$I_{n,0}^{(3)} = 7,65 \text{ кА}$	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$	По отключающей способности а) на симметричный ток отключения б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з.
35	28	$i_{\alpha,\tau} = 7,75 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,\text{ном}}$	
125	128	$I_{n,0}^{(3)} = 7,65 \text{ кА}$	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{n,pc}$	На электродинамическую стойкость
50	40	$i_{y\delta}^{(3)} = 20,56 \text{ кА}$	$i_{y\delta}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	
7500	4800	$B_{\kappa} = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$	На термическую стойкость
30 000	10 000	–	–	Количество циклов включения-отключения при номинальном токе
25	22	–	–	Количество операций отключения при номинальном токе отключения
161 160	345 000	–	–	Средняя цена, руб

Также видно существенную экономию при компоновке всего РУ-10 кВ. ВВУ-СЭЩ-10 проще в обслуживании, по сравнению с элегазовым LF2. К установке по стороне 10 кВ примем вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10. Для ячеек отходящих линий выбор выключателей аналогичен и отличается только значением номинальных токов.

### 1.6.3 Выбор разъединителей

Для создания видимого разрыва цепи на стороне ВН, а также в ячейках трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд на стороне НН необходимо выбрать разъединители. Выбор разъединителей происходит по тем же параметрам, что и выбор выключателей, за исключением тех величин, которые характеризуют аварийное отключение или отключение под нагрузкой.

К установке предполагаются разъединители РГП-1(2)-110 и РВРЗ-Ш-10/2000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [8].

Для наглядности процесс выбора сведем в таблицу 7 для стороны 110 кВ и таблицу 8 для стороны 10 кВ.

Таблица 7 – Проверка разъединителя РГП-1(2)-110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{max}} = 80,42 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{n,0}^{(3)} = 8,67 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{n,pc}$	На электродинамическую стойкость
$i_{\alpha,\tau} = 5,51 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	
$B_{\kappa} = 6,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$	На термическую стойкость

Таблица 8 – Проверка разъединителя РВРЗ-Ш-10/2000

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{max}} = 1\,231,62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{n,0}^{(3)} = 7,65 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{n,pc}$	На электродинамическую стойкость
$i_{\alpha,\tau} = 7,75 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 80 \text{ кА}$	$i_{y\partial}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	
$B_{\kappa} = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$	На термическую стойкость

По таблицам видно, что разъединители РГП-1(2)-110 и РВРЗ-Ш-10/2000 годны к эксплуатации в составе ОРУ-110 и ЗРУ-10 ПС «Матюшкино».

## 1.6.4 Выбор измерительных трансформаторов

### 1.6.4.1 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока на подстанциях применяются для подключения измерительных приборов и аппаратов защиты.

Трансформаторы тока по стороне ВН являются встроенными в выключатель ВЭБ-УЭТМ-110. Это трансформаторы тока ТВГ-УЭТМ-110 [35]. Выполним их проверку, результат сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка трансформатора тока ТВГ-УЭТМ-110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{max}} = 80,42 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном1}}$	По номинальному току
$i_{\text{уд}}^{(3)} = 8,56 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}^{(3)} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}}$	На электродинамическую стойкость
$B_{\text{к}} = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$	На термическую стойкость
$S_{\text{расч}} = 0,7 \text{ (на фазу)}$	15	$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}}$	Величина вторичной нагрузки

Данные трансформаторы тока обладают высокими классами точности «за счет применения в них сердечников из нанокристаллического магнитомягкого сплава» [35]. По конструкции может включать до 8 обмоток для подключения измерительных приборов и аппаратов защиты.

Определим вторичную нагрузку, ее составляют амперметры и счетчики для коммерческого учета электроэнергии. Результат отразим в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Нагрузка (по фазам), ВА		
	А	В	С
Амперметр СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Счетчик активной и реактивной энергии Меркурий Меркурий 234 ART-00 PR	0,1	0,1	0,1
$\Sigma$	0,7	0,7	0,7

Определим общее сопротивление приборов по формуле (25).

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом.} \quad (25)$$

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле (26):

$$Z_2 = R_{np} + R_k + R_{приб}. \quad (26)$$

Сопротивление проводов определим по формуле (27). Материал провода – медь, «для токовых цепей – 2,5 мм<sup>2</sup>» [17], согласно ПУЭ.

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,017 \cdot 50}{2,5} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (27)$$

Таким образом

$$Z_2 = 0,34 + 0,1 + 0,028 = 0,468 \text{ Ом.}$$

Для допуска прибора в эксплуатацию, необходимо соблюдение условия (28):

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (28)$$

$$\text{где } Z_{2ном} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом}$$

Исходя из вышеуказанного, можно сделать вывод, что трансформатор тока ТВГ-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» годен к эксплуатации на ПС «Матюшкино».

Для выбора ТТ по стороне НН необходимо ориентироваться на рекомендации изготовителя ячеек КРУ. В рассматриваемом случае, АО «Электроцит Самара» предлагает к установке ТОЛ-СЭЦ-10 [34]. Выполним их проверку аналогично ТТ для 110 кВ. Результат сведем в таблицу 11.

Таблица 11 –Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном. сети}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{max.}} = 1\,231,62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном1}}$	По номинальному току
$i_{\text{y}\delta}^{(3)} = 20,56 \text{ кА}$	$i_{\delta} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{y}\delta}^{(3)} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}}$	На электродинамическую стойкость
$B_{\kappa} = 8,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$	На термическую стойкость

Для ячеек отходящих линий выбор трансформаторов тока аналогичен и отличается только значением номинальных токов.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока, Результат отразим в таблице 12. В качестве измерительных приборов в ячейку предполагается к установке прибор М2М ETHERNET производителя «ABB», Италия [18]. «Это современные приборы, имеющие связь с помощью протоколов RJ45 ModbusTCP (web-сервер)» [18]. Помимо классических измерения тока и напряжения, М2М ETHERNET может отслеживать изменение коэффициента искажения, а также применяться при техническом учете электроэнергии.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Нагрузка (по фазам), ВА		
	А	В	С
Амперметр; ваттварметр АBB М2М ETHERNET (совмещенный)	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной и реактивно энергии Меркурий 234 ART-00 PR	0,1	0,1	0,1
Σ	0,6	0,6	0,6

Аналогично ТТ на 110 кВ проверим соответствие условию (28):

$$R_{приб} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом},$$

$$R_{np} = \sqrt{3} \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = \sqrt{3} \cdot \frac{0,017 \cdot 10}{2,5} = 0,12 \text{ Ом},$$

$$Z_2 = 0,12 + 0,1 + 0,024 = 0,244 \text{ Ом},$$

$$Z_{2ном} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом}.$$

Условие  $Z_2 \leq Z_{2ном}$  выполняется. Трансформатор ТОЛ-СЭЦ-10 годен к эксплуатации на ПС «Матюшкино»

#### 1.6.4.2 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

Отходящие присоединения по стороне НН (10 кВ) относятся к сетям с изолированной нейтралью. В этом случае, для контроля появления токов нулевой последовательности, появляющихся, главным образом, из-за нарушения изоляции отходящих присоединений «необходима установка трансформаторов тока нулевой последовательности. Они устанавливаются непосредственно на отходящие кабельные линии» [26] по стороне 10 кВ. На рассматриваемой подстанции все отходящие линии – кабельные.

Производитель ячеек КРУ «Электроцит Самара» комплектует ячейки трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЩ-0,66 [36].

### 1.6.4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения на стороне 110 кВ необходимы для реализации коммерческого учета электроэнергии. Так как трансформаторы напряжения были недавно заменены, их замену на стороне ВН производить не будем. В эксплуатации остаются ТН ЗНГ-110.

Для выбора ТН 10 кВ обратимся к рекомендациям производителя КРУ «Электроцит Самара». Ячейки комплектуются трансформаторами напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 [33]. «В трансформаторах напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 предохранитель и трансформатор изготовлены в едином корпусе» [33].

Выполним их проверку, результаты сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Проверка трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора	
		$U_{\text{ном. сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	Класс точности 0,5	Класс точности	
7,3 ВА	$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$	Вторичная нагрузка

Аналогично ТТ рассчитаем вторичную нагрузку ТН. Результат сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Число приборов	Нагрузка, ВА
Вольтметр; ваттварметр АВВ М2М ETHERNET (совмещенный)	1	7
Счетчик активной и реактивно энергии Меркурий 234 ART-00 PR	14	1,026
Итого		21,364

По результатам проверки видно, что ЗНОЛ-СЭЩ-10 производства «Электроцит Самара» годен к эксплуатации на ПС «Матюшкино».

### 1.6.5 Выбор гибких и жестких шин

Гибкая ошиновка применяется на стороне 110 кВ.

Ошиновку на стороне 110 кВ выполним сталеалюминевым проводом марки АС. Предварительный выбор сечения произведем исходя из экономической плотности тока. Для этого воспользуемся формулами (29-30).

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{15980,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,32 \text{ А}, \quad (29)$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{80,32}{1} = 80,32 \text{ мм}^2. \quad (30)$$

Экономическая плотность тока  $j_{\text{ЭК}}$  определяется согласно ПУЭ и равна 1 [17]. По расчету предварительно выберем провод АС-95/16.

Соответствие длительно допустимого тока по условиям нагрева (с учетом возможной аварийной перегрузки) проверим по формулам (31-32):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,42 \text{ А}, \quad (31)$$

$$I_{\text{max}} = 80,42 \text{ А} < I_{\text{дл.дон}} = 330 \text{ А}. \quad (32)$$

Проверка по условиям короны. Коронный разряд возникает при значении критической напряженности поля, определяемой по формуле (33):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,8 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}, \quad (33)$$

где « $m$  – коэффициент шероховатости провода, принимается равным 0,82;

$r_0$  – внешний радиус провода» [12].



Действительная напряженность электрического поля около провода определяется по формуле (34):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,675}} = 23,44 \text{ кВ/см}, \quad (34)$$

где « $D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами» [12],

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200.$$

Условие отсутствия коронирования – формула (35):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (35)$$

$$1,07 \cdot 23,44 \leq 0,9 \cdot 33,8 \Rightarrow 25,08 \leq 30,42$$

Условие выполняется.

«Проверку на термическую стойкость для проводов, проложенных на открытом воздухе, а также на электродинамическую при токе КЗ менее 20 кА проводить не нужно» [12]. Следовательно, гибкая ошиновка со стороны 110 кВ будет выполняться проводом АС-95/16.

Ошиновка на стороне 10 кВ выполняется жесткими шинами прямоугольного сечения. Существующее решение будет заменено на медные шины, они более гибкие, обладают большей коррозионной стойкостью, а главное – меньшим удельным сопротивлением. Помимо этого, шины окрашиваются в соответствии с ПУЭ.

Сечение шин выбирается исходя из экономической плотности тока, по формуле (36):

$$S_{эк} = \frac{I_{max}}{J_{эк}} = \frac{1231,62}{1,8} = 684,23 \text{ мм}^2, \quad (36)$$

где  $J_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока, определяемая по [17].

Выберем медную шину сечением 80x10 мм, длительно допустимый ток 1900 А. Выполним проверку:

– «По условиям нагрева» [12] по формуле (37):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} \quad (37)$$

1231,62 А < 1900 А – условие выполняется

– «По условиям термической стойкости» [12] по формуле (38):

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \leq s = \frac{\sqrt{8,75}}{170} 10^3 = 17,4 \text{ мм}^2. \quad (38)$$

Условие выполняется.

– «По условиям электродинамической стойкости» [12] по формуле (39):

$$\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (39)$$

где « $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение в материале шин, Па;

$\sigma_{\text{раб}}$  – максимальное напряжение в материале шин» [12],  
определяется по формуле (40).

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расн}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (40)$$

где « $l_{\text{из}}$  – длина пролета  $l_{\text{из}} = 2 \text{ м}$ ,

$k_{\phi}$  – коэффициент формы  $k_{\phi} = 1,0$ ,

$k_{\text{расн}}$  – коэффициент расположения  $k_{\text{расн}} = 1,0$

$\lambda$  – коэффициент, зависящий от условий закрепления шины

$\lambda = 8$ ,

$W$  – момент сопротивления шины в поперечной плоскости» [12]

– по формуле (41):

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,08 \cdot 0,01^2}{6} = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3, \quad (41)$$

где  $b, h$  – габаритные размеры шины, м

$\alpha$  – расстояние между фазами  $a = 1 \text{ м}$ ,

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 20560^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 28,16 \text{ МПа.}$$

$$28,16 \text{ МПа} < 200 \text{ МПа}$$

Условие выполняется.

– «По условию несовпадения частоты собственных колебаний, с колебаниями, возникающими в системе» [12].

Вычислим частоту собственных колебаний шин по формуле (42):

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (42)$$

где « $r_1$  – параметр собственной частоты шины  $r_1 = 4,73$ ;

$l$  – пролет между изоляторами  $l = 0,5 \text{ м}$ ;

$E$  – модуль упругости материала шины  $E = 10 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ ;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины» [12] по формуле (43):

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,08 \cdot 0,01^3}{12} = 6,67 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4. \quad (43)$$

$m$  – погонная масса шины  $m = 2,1 \text{ кг/м}$ .

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 6,67 \cdot 10^{-9}}{2,1}} = 317,61 \text{ Гц.}$$

Все условия выполняются. На стороне 10 кВ применяется жесткая ошиновка медными шинами сечением 80x10 мм.

### **1.7 Релейная защита подстанции**

Одним из главных компонентов подстанции, «отвечающих за безопасность и надежность электроснабжения» [41], является релейная защита и автоматика (РЗА).

Целью РЗА является «поддержание стабильности энергосистемы, изолируя только неисправные компоненты, оставляя при этом как можно большую часть сети в рабочем состоянии» [39].

Опираясь на ведущие разработки российских компаний, принято решение выполнить релейную защиту подстанций с помощью микропроцессорных блоков производства НТЦ «Мехатроника» г. Санкт-Петербург [32]. Компания выпускает комплексы для защиты различных видов оборудования: линий, трансформаторов, шин и других, а передовые технологии позволяют определить требуемые уставки защит с помощью алгоритмов, разработанных НТЦ. Таким образом, можно минимизировать ошибки в расчете уставок, а значит сократить сбои в работе по вине обслуживающего персонала.

Состав оборудования РЗА представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Состав оборудования РЗА

Защищаемый элемент	Блок РЗА
Ошиновка 110 кВ	БМРЗ-ЛТ-11-О-01
Силовой трансформатор	БМРЗ-ТД-11-О-01
Выключатели 110 кВ	БМРЗ-ЛТ-01-О-01
Ввод 10 кВ	БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01
Линия 10 кВ	БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01
Секционный выключатель 10 кВ	БМРЗ-152-2-Д-СВ-01
ТН +АЧР/ЧАПВ (до 3-х очередей)	БМРЗ-152-2-Д-ТН-01
Дуговая защита КРУ 10 кВ	ДУГА-МТ

НТЦ «Механотроника» одна из первых компаний в России, которая автоматизировала выбор уставок защиты для своих блоков. Сегодня они предлагают готовые автоматизированные алгоритмы для расчета уставок на базе MS excel.

Пример расчета уставок с помощью автоматизированных алгоритмов НТЦ «Механотроника» покажем для дифференциальной защиты трансформатора на рисунках 7-9, а характеристика срабатывания приведена на рисунке 10.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
55	<b>Расчет</b>										
56	Номинальные токи сторон первичные:										
57	$I_{НОМ ТР}^{ВН}$	- номинальный первичный ток стороны ВН, А							80,3		
58	$I_{НОМ ТР}^{НН}$	- номинальный первичный ток стороны НН, А							879,8		
59											
60	Номинальные токи сторон вторичные:										
61	$I_{НОМ ТР}^{ВН}$	- номинальный вторичный ток стороны ВН, А							1,339		
62	$I_{НОМ ТР}^{НН}$	- номинальный вторичный ток стороны НН, А							1,76		
63	В соответствии с руководством по эксплуатации ДИВГ.648228.039-04.01 номинальные вторичные токи должны находиться в диапазоне 0,25 - 10 А.										
64											
65	$K_{ВЫР}$	- коэффициент цифрового выравнивания							1,4		

Рисунок 7 – Результаты расчёта номинальных токов сторон и коэффициента цифрового выравнивания с помощью программы MS Office Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
68	Расчет уставок										
69	ДТО										
70	- отстройка от максимального тока небаланса								3,24		
71	- отстройка от БТН								4		
72	ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.								4		
73											
74	ДЗТ										
75	Минимальный начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.								0,3		
76	ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.								0,3		
77	$I_{ДЗТ 2}$ - ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5Iном								0,7		
78	ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ								0,4		
79	$I_{К торм}$ - ток торможения при максимальном токе КЗ, о.е.								5,44		
80	ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ								0,65		
81											
82	Проверка чувствительности ДЗТ										
83	$K_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности								14,57		
84											
85	Сигнализация небаланса										
86	НБ РТ - уставка сигнализации небаланса								0,32		

Рисунок 8 – Результаты расчёта уставок ДТО, ДЗТ и проверки чувствительности ДЗТ выравнивания с помощью программы MS Office Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
87											
88	Уставки защиты										
89	ДТО РТ - уставка срабатывания ДТО, о.е.								4		
90	НБ РТ - уставка сигнализации небаланса								0,32		
91	ДЗТ нач - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.								0,3		
92	ДЗТ КТ2 - коэффициент торможения второго участка ДЗТ								0,4		
93	ДЗТ КТ3 - коэффициент торможения третьего участка ДЗТ								0,65		

Рисунок 9 – Результаты расчёта уставок ДТО, ДЗТ и проверки чувствительности ДЗТ выравнивания с помощью программы MS Office Excel (продолжение)

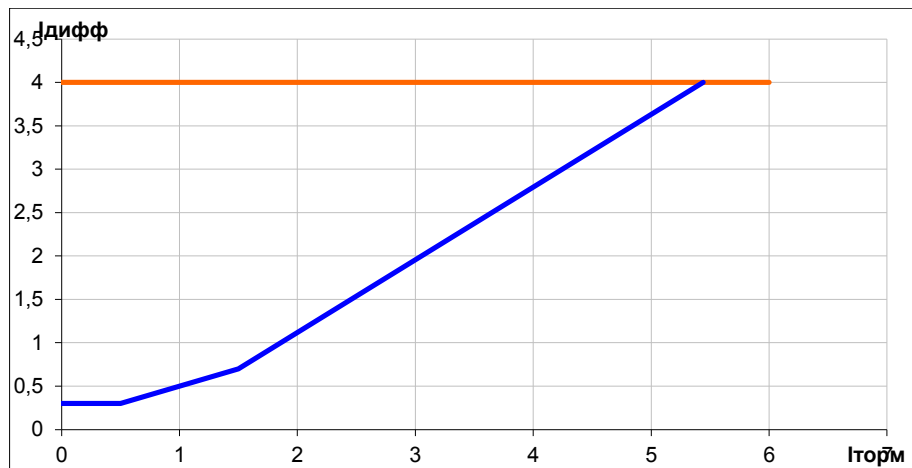


Рисунок 10 – Характеристика срабатывания защиты

### 1.8 Освещение подстанции

Освещение – одна из основных составляющих любого объекта. Для определения оптимальных характеристик освещения площадки ОРУ-110 кВ выполним моделирование с помощью программного комплекса DIALux. С помощью СП 52.13330.2011 определим минимально допустимые значения освещенности элементов площадки ОРУ-110. Данные сведем в таблицу 16

Таблица 16 – Значения наименьшей освещенности ОРУ

Область ОРУ	Значение, лк
Газовые реле	10
Указатели масла	
Разъемные части разъединителей	
Выводы трансформаторов и выключателей	5
Кабельные муфты	
Разрядники	
Места управления разъединителями и выключателями	

Светильники для освещения площадки ОРУ установлены на мачтах, расположенных по периметру подстанции. Замена светильников на современные светодиодные прожекторы позволяет повысить безопасность и энергоэффективность объекта. К установке принимаются светодиодные прожекторы NFL-M 300 Вт производства NAVIGATOR.

Модель площадки ОРУ-110 кВ с цветовой картой значений освещенности в различных местах приведена на рисунке 11.

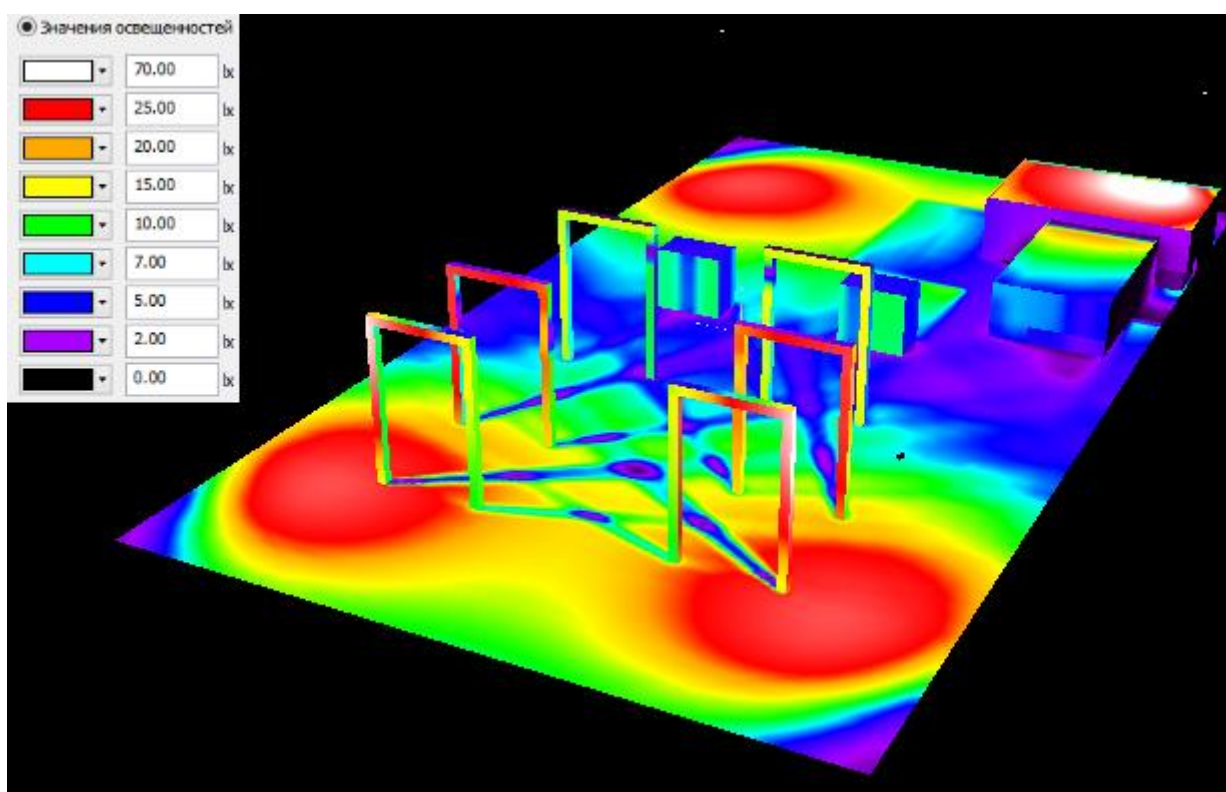


Рисунок 11 – Моделирование освещенности площадки ОРУ-110 кВ

Также выполним моделирование освещения помещений ЗРУ-10. Для ОПУ норма освещенности (не менее) 200 лк, для ЗРУ – 150 лк.

Составим диаграммы освещенности для каждого участка и покажем их на рисунках 12 и 13 соответственно.



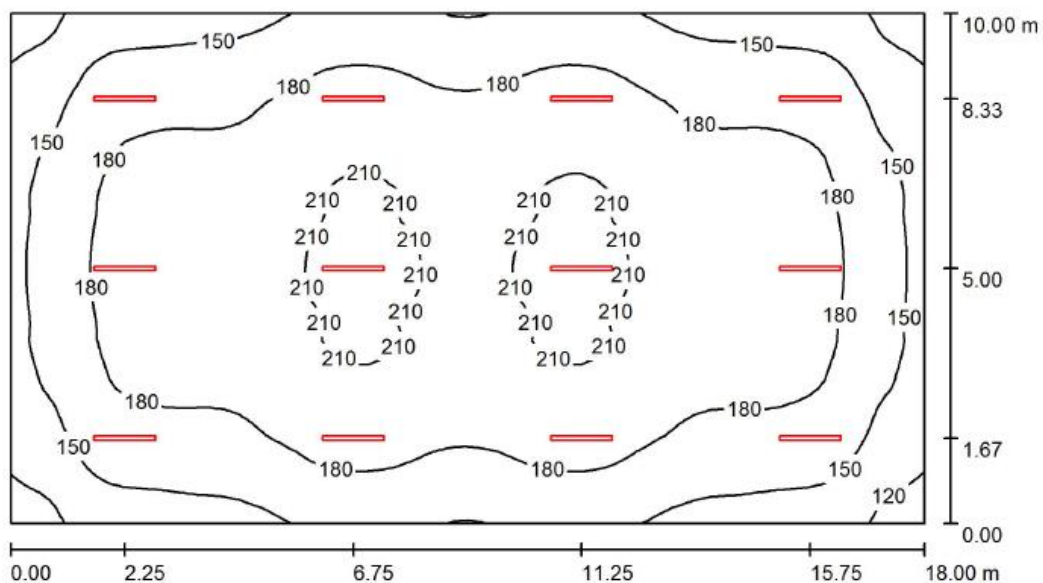


Рисунок 12 – Диаграмма освещенности помещения ЗРУ

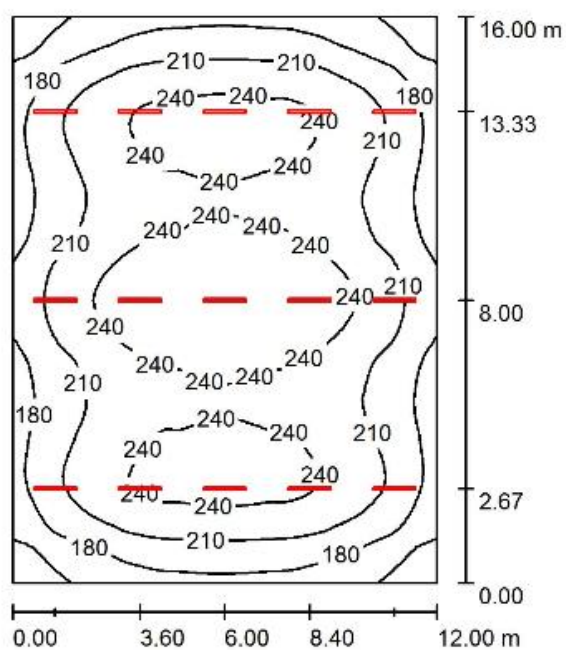


Рисунок 13 – Диаграмма освещенности помещения ОПУ

Для внутренней установки принимаются светодиодные светильники DSP-CC мощностью 36 Вт производства NAVIGATOR.

Мощность, необходимая для освещения подстанции рассчитана и сведена в таблице 17.

Таблица 17 – Мощность осветительных приборов

Зона освещения	Мощность, кВт
ОРУ	3,6
ОПУ	0,43
ЗРУ	0,54
$\Sigma$	4,57

Далее рассмотрим систему оперативного тока подстанции «Матюшкино».

### **1.9 Оперативный ток подстанции**

Оперативный ток выберем в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «На ПС 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда» [26].

Питание системы собственных нужд осуществляется от шкафа собственных нужд. Для эксплуатации выбран шкаф ШОТ-ELT 100-20-380=220-12-2-1.2.5.6.8.12.13.15.16 УХЛ4 производства компании Элтон [37]. Расшифровка названия приведена на рисунке 14.

## ШОТ-ELT 100-20-380=220-12-2-1.2.5.6.8.12.13.15.16 УХЛ4



- |                          |  |
|--------------------------|--|
| ① Шкаф оперативного тока | ⑥ Выходное напряжение                    |
| ② Торговая марка         | ⑦ Общее количество ОЛ                    |
| ③ Емкость АКБ            | ⑧ Количество секций ОЛ                   |
| ④ Выходной ток ЗВУ       | ⑨ Набор опций                            |
| ⑤ Входное напряжение     | ⑩ Климатическое исполнение по ГОСТ 15150 |

Рисунок 14 – Расшифровка названия шкафа оперативного тока

«Шкаф оперативного постоянного тока серии ELT сконструирован на базе транзисторных выпрямительных модулей. В случае выхода из строя одного из модулей система остается в работе и позволяет осуществить «горячую» замену неисправного модуля» [37]. Также, «использование транзисторных выпрямительных модулей в сочетании с необслуживаемыми аккумуляторными батареями позволяет значительно уменьшить габаритные размеры установки» [37].

Основные параметры шкафа приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные параметры шкафа оперативного тока

Параметр	Значение параметра
Емкость аккумуляторных батарей, Ач	100
Выходной ток зарядного устройства (общий), А	20
Входное напряжение, В	380
Выходное напряжение, В	220
Общее количество отходящих линий, шт	12
Количество секций отходящих линий, шт	2
Наибольший ток отходящих линий, А	16
Ток единичного зарядного модуля, А	10
Количество вводов, шт	2

Шкаф комплектуется автоматическими выключателями и контакторами производства АВВ, аккумуляторными батареями производства

Scared Sun и выпрямительной системой модели Cordex. Кроме того, предусмотрены дополнительные опции:

- контроль изоляции на шинах;
- автоматический пофидерный контроль изоляции;
- защита аккумуляторных батарей от глубокого разряда;
- блок аварийного освещения;
- термокомпенсация напряжения подзаряда;
- АВР на входе
- организация питания цепей оперативных блокировок;
- резервирование зарядно-выпрямительного устройства по схеме N+1;
- сигнализация аварийного отключения аппаратов отходящих линий.

### 1.10 Собственные нужды подстанции

СТО 56947007-29.240.10.028-2009 определяет требования к количеству трансформаторов собственных нужд: «на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с АВР» [26].

Составим ведомость нагрузок для определения мощности трансформаторов. Результат сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Мощности потребителей собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Система охлаждения силовых трансформаторов	4
Приводы систем РПН силовых трансформаторов	2,2
Обогрев приводов силовых выключателей 110 кВ	15,8
Обогрев шкафов КРУ	30
Отопление ЗРУ и ОПУ	40
Освещение (ОРУ+ЗРУ+ОПУ)	4,6
Система СОПТ	45
Эксплуатационные нагрузки	50
Итого	191,6
Итого с учетом коэффициента загрузки $K_3=0,7$	134,1

К установке принимается 2 трансформатора ТМГ-160/10/0,4 производства «Тольяттинский трансформатор» [15].

### 1.11 Заземление подстанции

В связи с ликвидацией стороны 35 кВ, а значит и демонтажем оборудования, изменяется размер защищаемой площади, а значит стоит пересмотреть систему заземления.

Система заземления подстанции выполнена единым контуром и представляет собой единую систему заземлителей (вертикальных и горизонтальных). Вертикальные заземлители представляют собой стальные прутки, а горизонтальные заземлители – стальные полосы.

Размер защищаемой территории – 55\*100 м.

«Допустимое напряжение прикосновения  $U_{np.доп.} = 500 В$  для длительности воздействия  $\tau = t_{pз} + t_{c.в} = 0,04 + 0,03 = 0,07 с$ » [25]. Определяем разность потенциалов заземлителя по формулам (43-44):

$$U_3 = \frac{U_{np.доп.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,13} = 3846,2 В, \quad (43)$$

$$k_{II} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_B L_2}{a \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,48}{\left(\frac{5 \cdot 508}{10 \cdot \sqrt{100 \cdot 55}}\right)^{0,45}} = 0,13. \quad (44)$$

где « $l_B = 5 м$  – длина вертикального заземлителя, м;

$L_2$  – длина заземлителей по горизонтали, м;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S$  – площадь заземляющего устройства, м<sup>2</sup>;

$M$  – параметр, зависящий от  $\rho_1 / \rho_2$ ;

$\beta$  – коэффициент сопротивления тела человека  $R_{ч}$  и растекания тока от ступней  $R_{с}$ , определяется по формуле (45):

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 700} = 0,48, \quad (45)$$

где  $R_q = 1000 \text{ Ом}$  – сопротивление тела человека;

$R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с.}$   $\rho_{в.с.}$  – сопротивление верхнего слоя земли удельное,

$\rho_{в.с.песок} = 700 \text{ Ом} \cdot \text{м} \gg [25]$ .

Поскольку  $U_3 = I_3 R_3$ , сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять условию (46):

$$R_{з.дон.} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{3846,2}{7780} = 0,48 \text{ Ом}, \quad (46)$$

где  $I_3$  – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной, определяемой по формуле (47):

$$a = \sqrt{S} = \sqrt{5500} = 74,16 \text{ м}. \quad (47)$$

Число ячеек по стороне квадрата определяется по формуле (48):

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{508}{2 \cdot 74,16} - 1 = 2,42 \approx 3. \quad (48)$$

Длина полос определяется по формуле (49), а длина сторон ячейки по формуле (50):

$$L'_2 = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 74,16 \cdot (3+1) = 593,28 \text{ м}, \quad (49)$$

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{74,16}{3} = 24,72 \text{ м}. \quad (50)$$

Число вертикальных заземлителей находится по формуле (51):

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{l_g} = \frac{4 \cdot 74,16}{5} = 59,3 \approx 60. \quad (51)$$

Общая длина вертикальных заземлителей рассчитывается по формуле (52), а глубина погружения по формуле (53).

$$L_{g\Sigma} = l_g n_g = 5 \cdot 60 = 300 \text{ м}. \quad (52)$$

$$H_{\text{ому}} = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{74,16} = 0,08 < 0,1. \quad (53)$$

Определим общее сопротивление заземляющего устройства при погонном сопротивлении материала заземлителя (стальная полоса) 103 Ом/м, используя формулы (1.54-1.55):

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g} = 0,38 \cdot \frac{103}{74,16} + \frac{103}{508 + 300} = 0,65 \text{ Ом}. \quad (54)$$

$$A = \left( 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,444 - 0,84 \frac{5 + 0,7}{74,16} = 0,38. \quad (55)$$

Найдем напряжение прикосновения по формуле (1.56):

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,13 \cdot 7780 \cdot 0,65 = 657 \text{ В}. \quad (56)$$

Полученное значение превосходит допустимое. Необходим комплекс мер по его снижению, например, выполнить подсыпку гравием, тем самым изменив сопротивление грунта. Выполним пересчет параметров.

$$U_3 = \frac{U_{np.дон.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,08} = 6250 \text{ В},$$

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_e}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,3}{\left(\frac{5 \cdot 508}{10 \cdot \sqrt{100 \cdot 55}}\right)^{0,45}} = 0,08,$$

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1500} = 0,3,$$

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3} = \frac{6250}{7780} = 0,8 \text{ Ом},$$

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,08 \cdot 7780 \cdot 0,8 = 497 \text{ В}.$$

Таким образом определены параметры заземляющего устройства ПС «Матюшкино».

## 1.12 Молниезащита подстанции

«Открытая подстанция 110 кВ должна быть защищена от прямых ударов молнии. Защита зданий ЗРУ, имеющих металлическое покрытие кровли, выполняется заземлением этих покрытий» [17].

Для защиты планируется установка 6 одиночных стержневых молниеотводов: 4 на мачтах, установленных по периметру подстанции и 2 на трансформаторных порталах.

Расчет ведется в соответствии СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [24].

Принятая надежность защиты  $P_z=0,9$ .

Определим «высоту конуса зоны действия стержневого молниеотвода» [24] на мачте по формуле (57):

$$h_0 = 0,85h = 0,8 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}. \quad (57)$$



«Внешний радиус конуса зоны действия стержневого молниеотвода» [24] определим по формуле (58):

$$r_0 = 1,2h = 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ м.} \quad (58)$$

Для зоны защиты требуемой надежности «радиус горизонтального сечения  $r_x$  на высоте  $h_x$  (наиболее выступающих частей ОРУ)» [24] определяется по формуле (59):

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{36(25,5 - 7)}{25,5} = 26,11 \text{ м.} \quad (59)$$

Аналогично рассчитаем молниеотводы для установки на трансформаторных порталах:

$$h_0 = 0,85h = 0,8 \cdot 20 = 24 \text{ м,}$$

$$r_0 = 1,2h = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м,}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{24(24 - 7)}{24} = 17 \text{ м.}$$

Такая схема использования молниеотводов является рациональной как с точки зрения защищаемой области, так и использования ресурсов, а значит и экономических затрат.

## Выводы по первой главе

Произведен анализ технического состояния объекта: выполнен обзор текущего состояния электрооборудования, в ходе которого выявлен ряд проблем: большая часть электрооборудования физически и морально устарела и требует замены, мощность силовых трансформаторов не соответствует текущим электрическим нагрузкам. На основе анализа предложены варианты замены оборудования с их дальнейшим обоснованием. Также предложены новые конструктивные решения по подстанции, реализации систем РЗиА, освещения, молниезащиты и заземления. Перечень оборудования для замены приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень заменяемого оборудования ПС «Матюшкино»

Принадлежность	Вид оборудования	Текущий тип	Заменяемый тип
ОРУ-110	Силовой трансформатор	ТДТН-16000/110/35/10	ТДН-16000/110/35/10
		ТДТН-25000/110/35/10	
	Выключатель секционный	МКП-110М	Демонтировать в связи с изменением схемы
	Разъединители	РНДЗ-1(2)-110-1000	РГП-1(2)-110-1250
	Трансформаторы тока	ТФНД-110М	ТВГ-УЭТМ-110
	Отделитель	ОД-150М630	ВЭБ-УЭТМ-110
Короткозамыкатель	КЗ-220М		
	Трансформатор собственных нужд	ТМ-250/10/0,4	Перенесен в ЗРУ-10
ОРУ-35	Демонтировать полностью		
ЗРУ-10	Ячейки КСО	–	КРУ-СЭЩ-63
	Силовые выключатели	ВМПЭ-10	ВВУ-СЭЩ-10
		ВМП-10	
		ВВ/ТЕЛ-10	
	Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	ТОЛ-СЭЩ-10
	Трансформаторы тока нулевой последовательности	–	ТЗЛК-СЭЩ-0,66
	Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	ЗНОЛ-СЭЩ-10
	Трансформатор собственных нужд	–	ТМГ-160/10/0,4
Шкаф постоянного тока	–	ШОТ-ЕЛТ 100-20-380=220-12-2-1.2.5.6.8.12.13.15.16УХЛ4	

## Глава 2 Режимы работы сети

### 2.1 Обоснование конфигурации сети

На сегодняшний день схема ОРУ-110 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [27]. В рассматриваемом случае, схема подстанции «Матюшкино» предполагает наличие системы «ОД-КЗ» и применение масляного выключателя в цепи линий, что является морально устаревшим оборудованием. Кроме того, область применения схемы 110-5Н – «проходные подстанции с двухсторонним питанием» [28], хотя рассматриваемая подстанция является тупиковой.

В данном случае оптимальным будет применение схемы 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [27]. Область применения схемы – «распределительные устройства 35-220 кВ, на тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанциях» [28].

Преимущества использования – схема наиболее дешевая с учетом количества возможных присоединений, а также требует минимальных отчуждаемых территорий. Кроме того, схема 110-4Н простая и наглядная, при ее использовании минимизированы отказы оборудования по вине персонала, все блокировки и переключения просты и однотипны. В целом, 110-4Н «является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ» [28].

Перейдем к рассмотрению основных режимных параметров случаев до и после реконструкции.

## 2.2 Моделирование электрической сети

Моделирование осуществим в программе PSCAD. «PSCAD является быстродействующим, точным и удобным инструментом для моделирования работы энергосистем и электрооборудования при их проектировании, анализе и оптимизации» [2].

В первом случае рассмотрим модель подстанции до реконструкции. Схема моделирования приведена на рисунке 15.

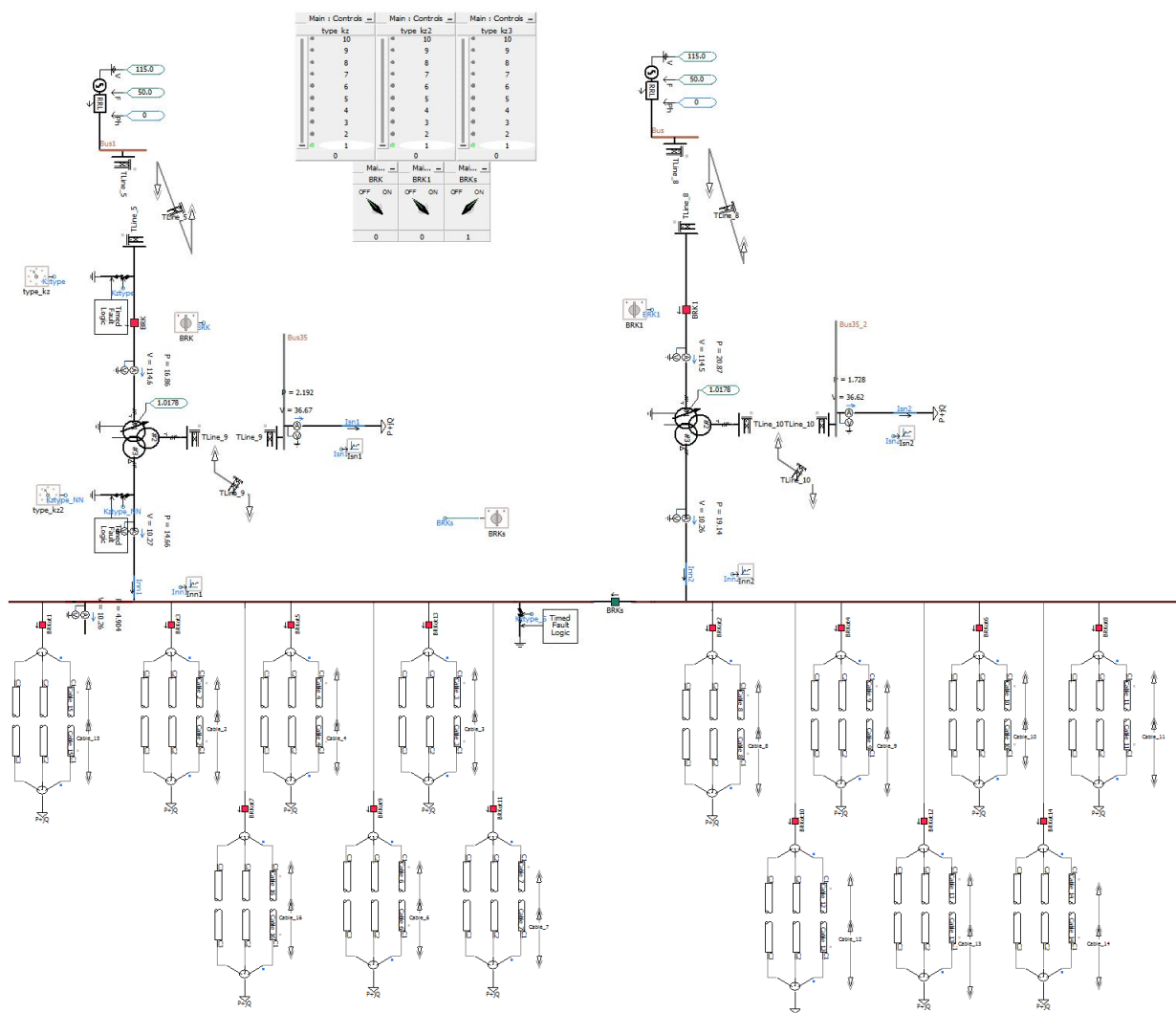


Рисунок 15 – Схема моделирования для случая «до реконструкции»

Отходящие линии по стороне 35 кВ – воздушные, по стороне 10 кВ – кабельные.

Рассмотрим компоненты схемы на примере одной из ее ветвей, приведенной на рисунке 16.

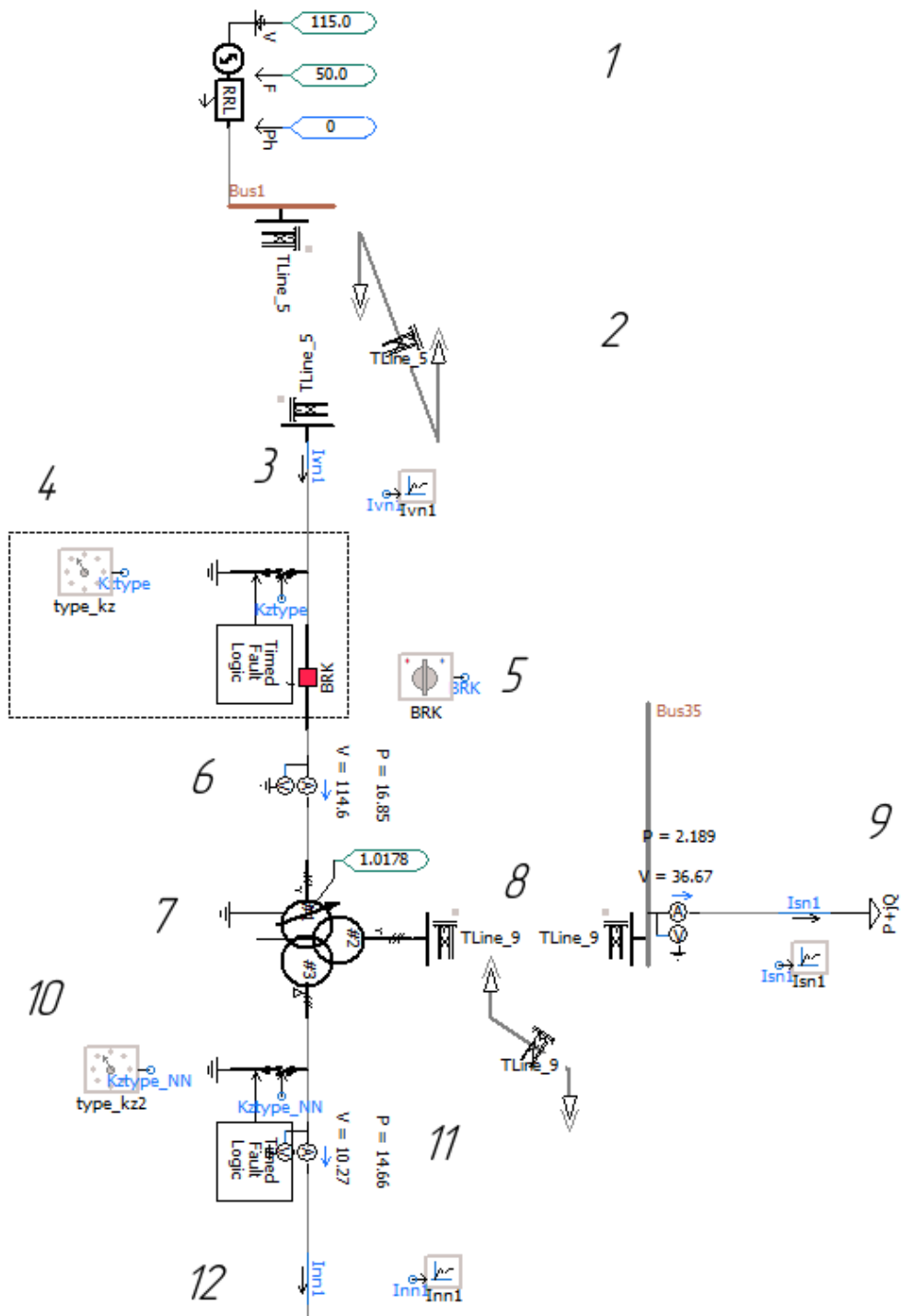


Рисунок 16 – Компоненты ветви ВН

На рисунке цифрами обозначены:

- 1 – система и ее входные данные;
- 2 – питающая подстанцию ВЛ-110 кВ;
- 3 и 12 – амперметр для контроля тока по стороне ВН и НН соответственно;
- 4 – блок моделирования типа и длительности КЗ на стороне ВН (включая силовой выключатель);
- 5 – модуль управления силовым выключателем;
- 6 и 11 – мультиметры для фиксации показаний;
- 7 – силовой трансформатор ТДТН-16000/110/35/10
- 8 – ВЛ-35 кВ;
- 9 – нагрузка по стороне 35 кВ;
- 10 – блок моделирования типа и длительности КЗ на стороне НН (после трансформатора).

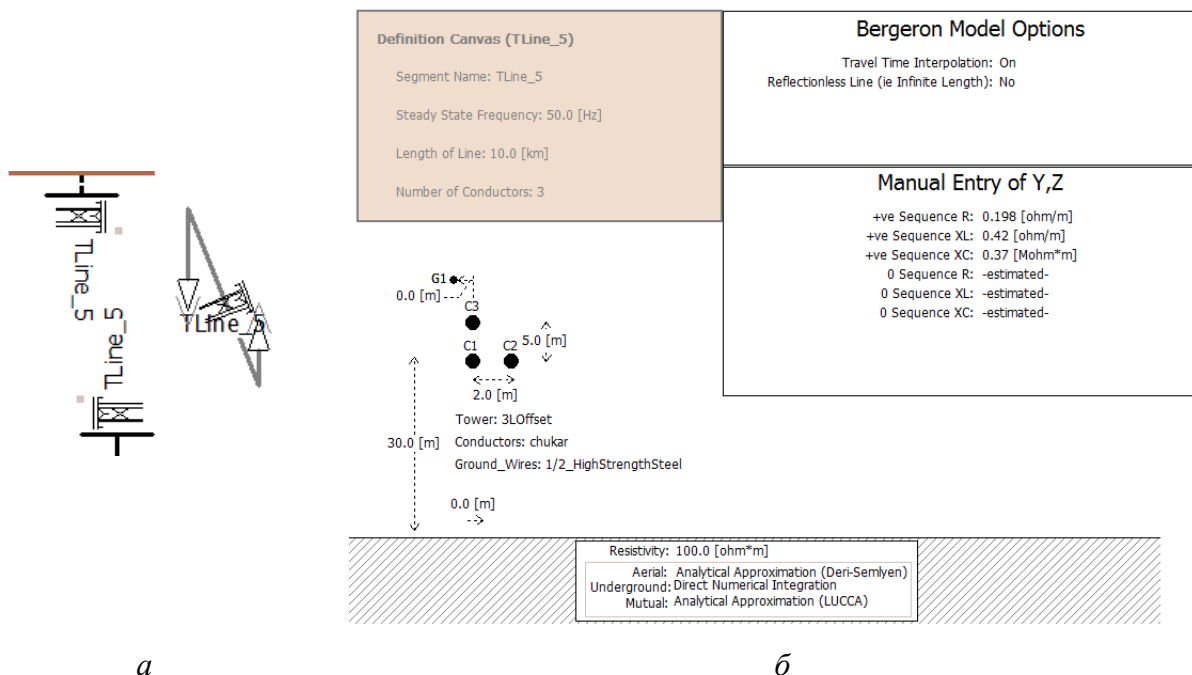
Линии электропередач, присутствующие в схеме, моделируются следующим образом:

Воздушные ЛЭП представлены П-образной схемой замещения.

Для расчета применяется модель Бержерона (с фиксированной частотой) – Bergeron (Single Frequency) model. Эта модель основана на удельных комплексных проводимостях и сопротивлениях. Зависимость параметров линии от частоты при этом не учитывается. Для ВЛ задаются следующие параметры:

- длина линии, км;
- частота, Гц;
- модель (метод) расчета;
- погонные параметры проводов линии;
- схема трассы ВЛ: схема подвеса проводов, наличие грозозащитных тросов и тому подобное

Пример компонента ВЛ показан на рисунке 17. Это участок ВЛ «Азот-Матюшкино» – одной из питающих подстанцию линий.



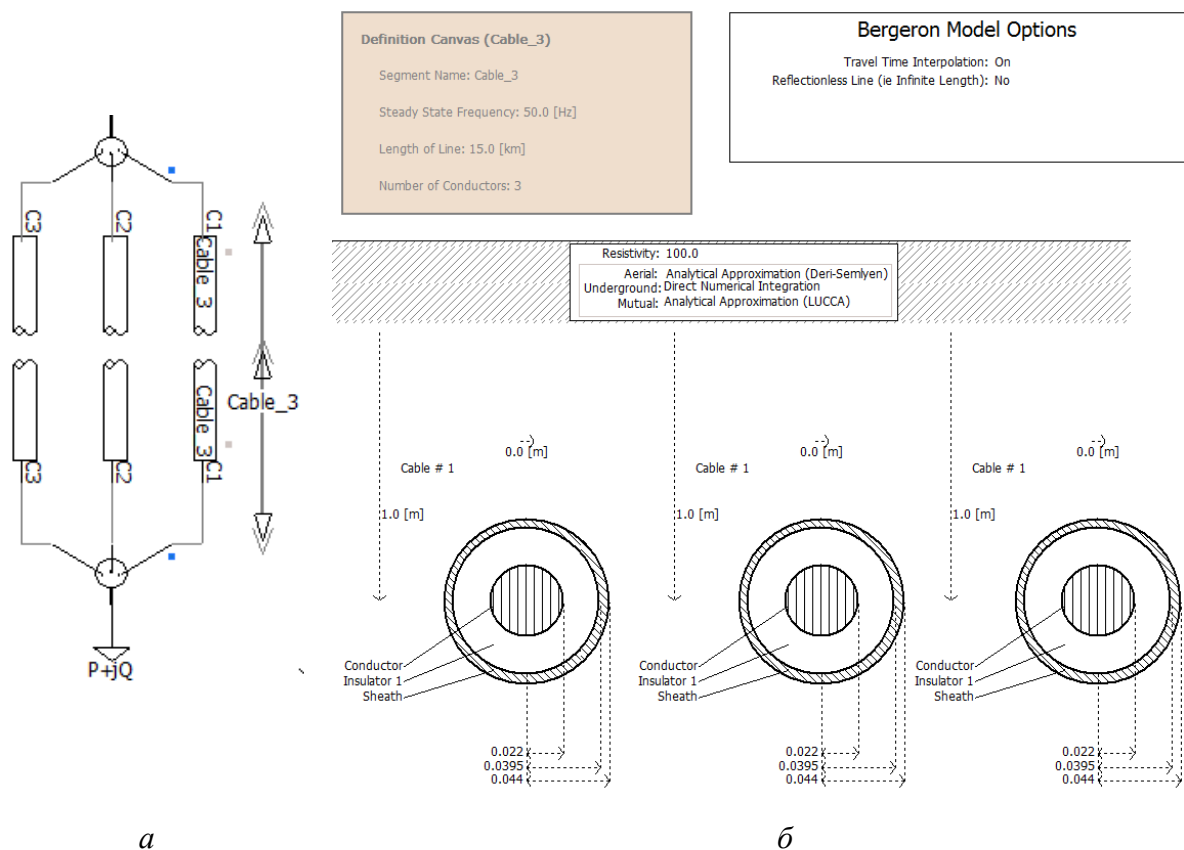
*a*

*б*

*a* – вид на схеме, *б* – параметры ВЛ

Рисунок 17 – Пример компонента ВЛ в программе PSCAD

Похожим образом выполнен компонент кабельных линий. Особенностью моделирования в PSCAD является то, что каждая жила кабеля задается как отдельная модель. Пример компонента КЛ показан на рисунке 2.4. Это одна из отходящих линий, к которой подключена нагрузка.



*a* – вид на схеме, *б* – параметры КЛ

Рисунок 17 – Пример компонента КЛ в программе PSCAD

Запустим симуляцию для схем случаев «до реконструкции» и «после реконструкции». Значения параметров напряжения, мощности при запуске симуляции «до реконструкции» в нормальном режиме сведем в таблицу 21

Таблица 21 – Значения параметров симуляции в нормальном режиме (случай «до реконструкции»)

	P, кВт	Q, квар	U, кВ	$\Delta U$ %
ВН-1	6,86	1,88	114,6	-0,35
ВН-2	6,3	0,84	114,5	-0,43
СН-1	2,19	0,36	36,67	-2,21
СН-2	1,21	0,2	36,62	-2,34
НН-1	4,16	0,76	10,27	-2,19
НН-2	4,01	0,44	10,2	-2,86
$\Delta$ -1	7,43%	40,4%	-	-
$\Delta$ -2	17,1%	23,8 %	-	-



Значения отклонения напряжения не превышают  $\pm 5\%$ , а значит соответствуют ГОСТ 32144-2013. Потери мощности в данном случае могут быть обусловлены нагревом проводников при прохождении через них тока согласно закону Джоуля-Ленца, потерями в обмотках и сердечниках трансформаторов. Так же сказывается и недогруз трансформаторов.

Рассмотрим КЗ в случае «до реконструкции». Графики токов при возникновении трехфазных КЗ на сторонах ВН и НН приведены на рисунках 18-19 соответственно.

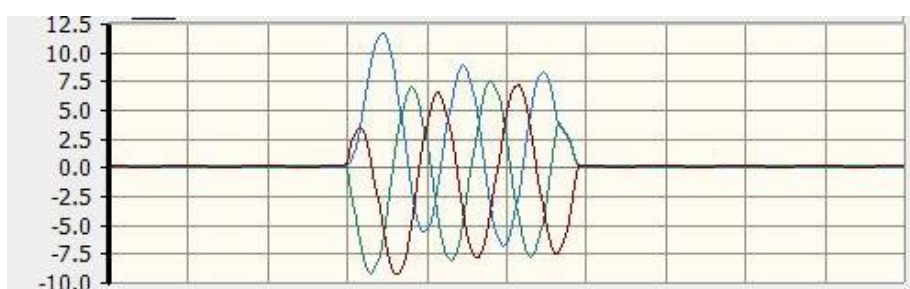


Рисунок 18 – График тока трехфазного КЗ на стороне ВН

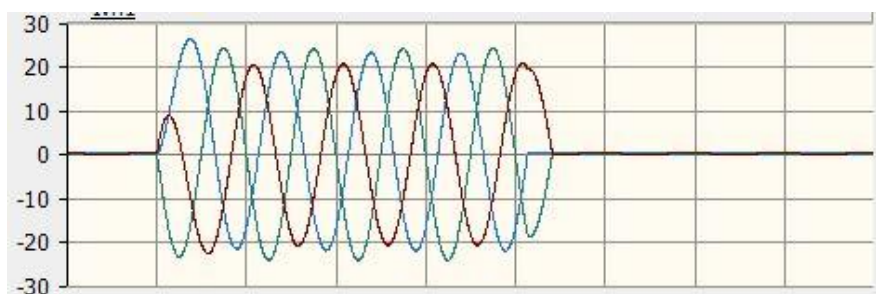


Рисунок 19 – График тока трехфазного КЗ на стороне НН

Значение тока КЗ по ВН составляет 11 кА, по стороне НН – 27 кА.

Аналогичным образом создадим симуляцию для случая «после реконструкции». Основное отличие от предыдущей модели – отсутствие стороны 35 кВ (СН), замена трансформаторов на двухобмоточные и перераспределение нагрузок по стороне НН. После реконструкции схема основных соединений – 110-4Н «Два блока с выключателями и

неавтоматической переключкой со стороны линий» [27]. Параметры для силового оборудования принимаются по расчетам гл.1.

Схема моделирования приведена на рисунке 20.

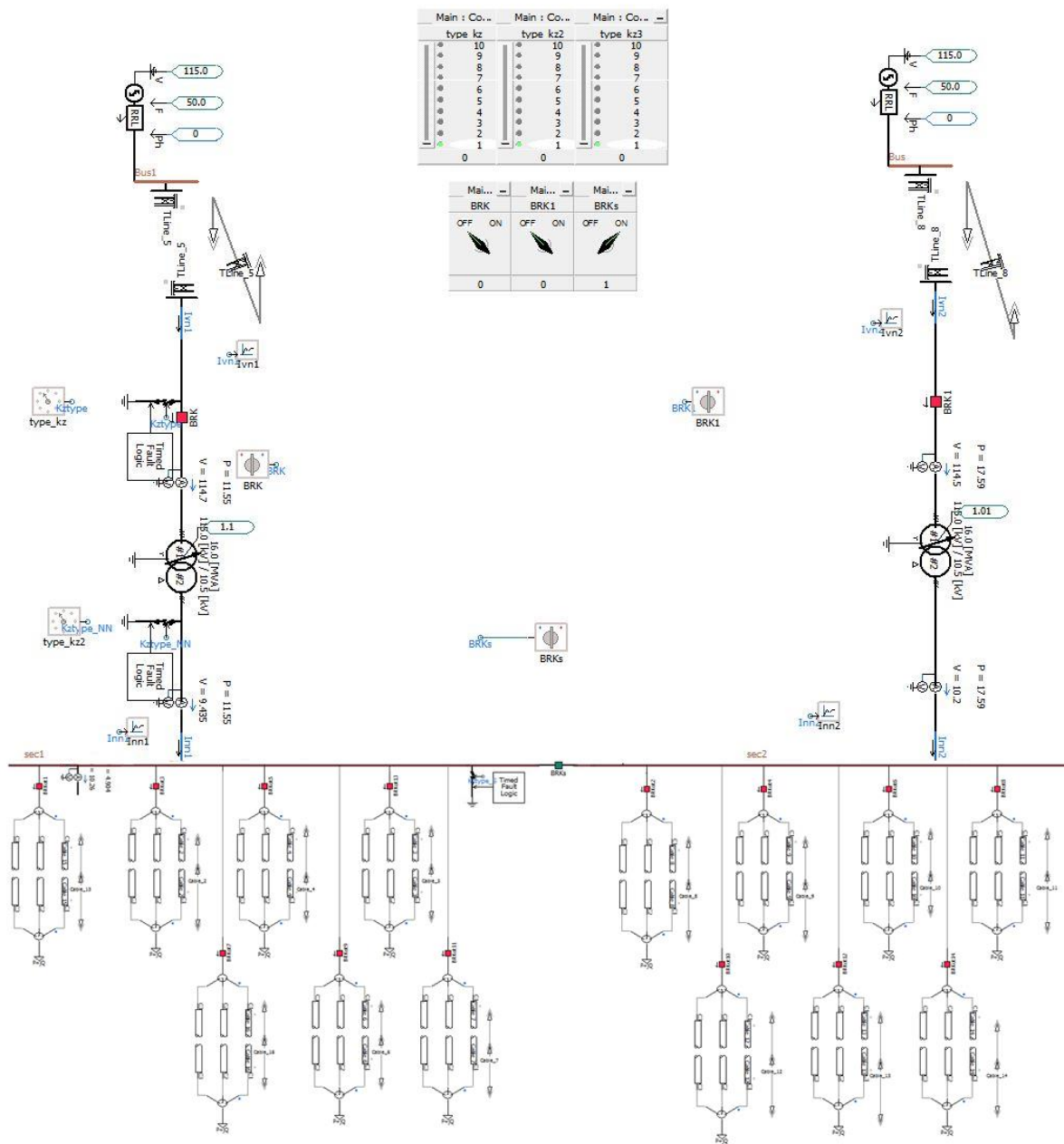


Рисунок 20 – Схема моделирования для случая «после реконструкции»

Аналогично предыдущему случаю, значения параметров напряжения, мощности при запуске симуляции «после реконструкции» в нормальном режиме сведем в таблицу 22

Таблица 22 – Значения параметров симуляции в нормальном режиме (случай «после реконструкции»)

	P, кВт	Q, квар	U, кВ	$\Delta U$ %
ВН-1	5,78	1,05	114,7	-0,26
ВН-2	8,81	1,69	114,5	-0,43
НН-1	5,21	0,67	10,39	-1,04
НН-2	7,98	1,04	10,27	-2,19
$\Delta$ -1	9,86%	36,1%	–	–
$\Delta$ -2	9,42%	38,4%	–	–

Значения отклонения напряжения не превышают  $\pm 5\%$ , а значит, соответствуют ГОСТ 32144-2013.

Сравнивая таблицы 21 и 22 можно сделать вывод, что после изменения оборудования и схемы сети удалось несколько снизить потери мощности в нормальном режиме. Кроме того, произошло снижение процента отклонения напряжения по ВН и НН, что так же благоприятно влияет на показатели качества электроэнергии, передаваемой дальнейшим потребителям.

Рассмотрим КЗ в случае «после реконструкции». Графики токов при возникновении трехфазных КЗ на сторонах ВН и НН приведены на рисунках 21-22 соответственно.

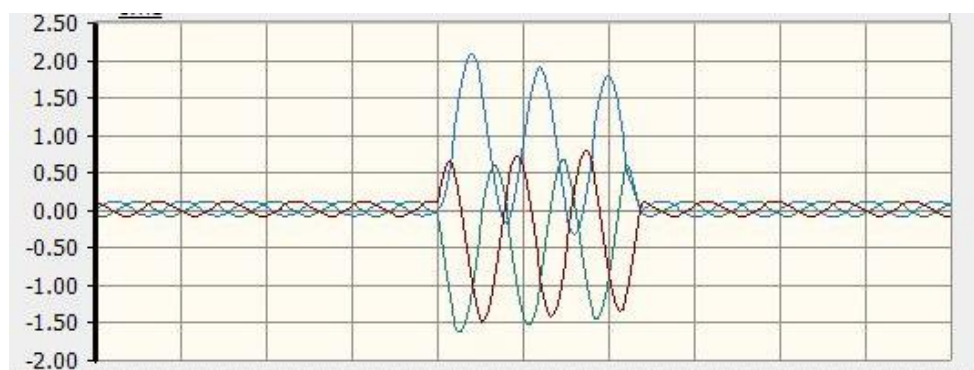


Рисунок 21 – График тока трехфазного КЗ на стороне ВН

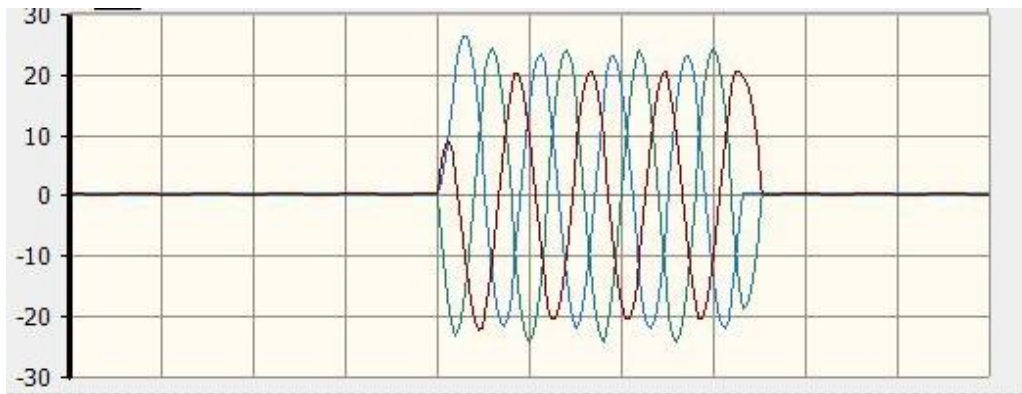


Рисунок 22 – График тока трехфазного КЗ на стороне НН

Значение тока КЗ по ВН составляет 8,76 кА, по стороне НН – 26,06 кА, что практически совпадает с расчетными данными. Несовпадение данных объясняется округлением при расчетах в гл.1 и несовершенством компьютерной модели PSCAD.

Определение точной величины тока КЗ выполнено по графикам, построенным в программе PSCAD. Покажем пример определения величины тока на графике, показанном на рисунке 21. При наведении курсора на точку на графике можно увидеть значение величины. Это отражено на рисунке 23 и выделено красным.

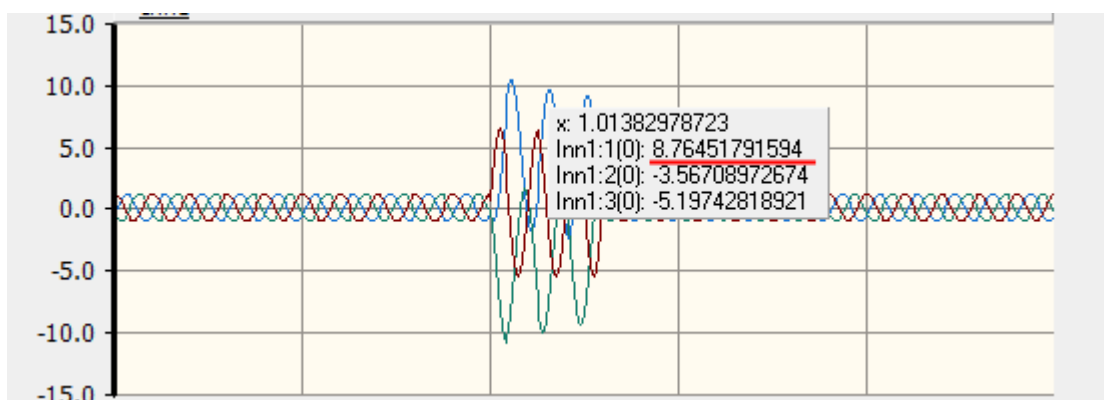


Рисунок 23 – Определение величины тока КЗ по графику

Сравнивая значения токов трехфазных КЗ по сторонам ВН и НН в случаях до и после реконструкции видно, что токи во втором случае ниже.

Для наглядности, полученные в ходе симуляций данные по отклонению напряжения, потерям мощности и значениям токов трехфазного КЗ, представим в виде гистограммы, приведенной на рисунке 24. На гистограмме синим цветом показаны данные до реконструкции, красным – данные после реконструкции.

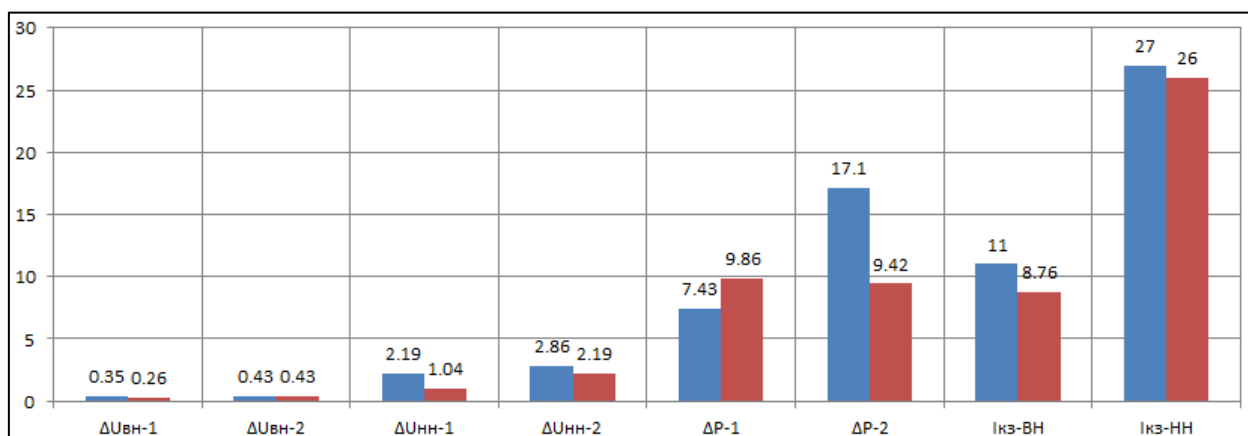


Рисунок 24 – Гистограмма полученных данных

Таким образом, можно сделать вывод, что применяемые при реконструкции решения относительно состава оборудования и выбора схемы подстанции позволяют снизить потери мощности, отклонения напряжения и токи трехфазных коротких замыканий.

## 2.3 Энергосбережение и энергоэффективность подстанции

### 2.3.1 Показатели энергоэффективности

Проведем оценку мероприятий и анализ состояния объекта по показателям энергоэффективности.

«К мероприятиям по повышению энергоэффективности на подстанциях можно отнести 2 показателя: эффективность мероприятий по снижению

потерь и эффективность мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт» [4].

Рассмотрим эффективность мероприятий по снижению потерь.

Министерство энергетики предлагает к рассмотрению условия оценки по данному критерию, приведенные на рисунке 25:

<b>Условия оценки</b>		
Снижение уровня потерь. Величина потерь ниже аналогичной величины за год, предшествующий анализируемому году.	Стабильное значение уровня потерь. Величина потерь осталась на уровне аналогичного значения года, предшествующего анализируемому году.	Рост уровня потерь. Величина потерь выше аналогичной величины за год, предшествующий анализируемому году.
<b>Оценка эффективности реализуемых мероприятий</b>		
Высокая эффективность мероприятий по снижению потерь.	Умеренная эффективность мероприятий по снижению потерь. Целесообразно проведение комплексного анализа технических и финансовых возможностей применения новых технологий и системных решений по снижению потерь.	Низкая эффективность мероприятий по снижению потерь. Необходим пересмотр подхода к организации таких мероприятий. Целесообразно рассмотрение возможности полной или частичной замены оборудования.

Рисунок 25 – Условия и критерии оценки мероприятий по снижению потерь

Проецируя данные критерии на рассматриваемую подстанцию видно, что в эксплуатации находятся сильно недогруженные силовые трансформаторы, масляное оборудование, считающееся морально устаревшим, пожаро- и взрывоопасным, не обеспечивающим высоких показателей качества электроэнергии и надежности электроснабжения. Но есть и положительные факторы: у многих потребителей устанавливаются интеллектуальные счетчики, по данным которых можно отследить отклонение в балансах мощности и предупредить несанкционированное подключение к сетям.

Исходя из вышеуказанного можно сделать вывод, «оценка мероприятий по снижению потерь – низкая» [4]. Предлагаемый план

реконструкции электрической части, включающий замену устаревшего оборудования – целесообразен.

Еще одним важным показателем является снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования. Министерство энергетики предлагает к рассмотрению условия оценки по данному критерию, приведенные на рисунке 26:

#### Условия оценки

<p>Снижение уровня затрат. Величина затрат на соответствующие мероприятия ниже полученной экономии от снижения объемов технического обслуживания и ремонта (в финансовом выражении) более чем на 5 процентов</p>	<p>Снижение уровня затрат. Величина затрат на соответствующие мероприятия сопоставима с полученной экономией от снижения объемов технического обслуживания и ремонта (в финансовом выражении с допустимым отклонением в 5 процентов)</p>	<p>Мероприятия по снижению затрат показывают экономическую неэффективность в течение 2 лет</p>
--	--	--

#### Оценка эффективности реализуемых мероприятий

<p>Высокая эффективность мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт. Воздействие не требуется.</p>	<p>Умеренная эффективность мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт. Целесообразно проведение комплексного анализа технических и финансовых возможностей применения новых технологий и системных решений по повышению эффективности технического обслуживания и ремонта.</p>	<p>Низкая эффективность мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт. Необходим пересмотр подхода к организации таких мероприятий. Целесообразно рассмотрение возможности полной или частичной замены оборудования.</p>
---	---	--

Рисунок 26 – Условия и критерии оценки мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования

За последний год участились случаи отключения электроэнергии у потребителей, происходящие из-за аварий на подстанции «Матюшкино». По данным наблюдений и опросу населения, в среднем за месяц электроэнергия отсутствовала 3-4 раза. Продолжительность отключений – до 7 часов. Установленное оборудование также требует повышенного внимания из-за высоких рисков аварийных отключений вследствие выхода его из строя. А



учитывая вышеизложенные факты по установленному оборудованию, становится понятно, что вероятность аварий на подстанции довольно высока.

Можно сделать вывод, оценка мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования – низкая. Предлагаемый план реконструкции электрической части, включающий замену устаревшего оборудования, позволит снизить время отсутствия электроэнергии у потребителей из-за вывода оборудования в ремонт, что поспособствует уверенному развитию района в дальнейшем.

Таким образом, можно сделать вывод о низкой эффективности мер, направленных на снижение затрат на техническое обслуживание оборудования.

Дадим общую оценку мероприятий по повышению энергоэффективности подстанций. Применим методику, описанную в статье «Оценка мероприятий по повышению энергоэффективности на понизительных подстанциях» [4]. «Общую оценку по подстанции выведем путем нахождения среднего по двум критериям» [4]. Результат сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Результирующая оценка мер для подстанции

Критерий	Оценка эффективности	Балл	Балл по подстанции «Матюшкино»
Мероприятия по снижению потерь	Высокая	2	0
	Умеренная	1	
	Низкая	0	
Мероприятия по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт	Высокая	2	0
	Умеренная	1	
	Низкая	0	
Итого			0

По результатам видно, что текущее положение дел на подстанции «Матюшкино» оценивается наименьшим баллом по критериям оценки энергоэффективности подстанции.



Предлагаемый план реконструкции позволит повысить оценку за счет замены морально и физически изношенного оборудования, оптимизации схемы сети и применения интеллектуальных систем контроля и учета электроэнергии.

### 2.3.2 Энергосбережение

Еще одним важным показателем является энергосбережение. Оптимизация затрат на собственные нужды подстанции также позволяет повысить энергоэффективность объекта, рассмотренную в предыдущем подпункте. «Компанией ПАО «ФСК ЕЭС» разработана программа «Энергоэффективная подстанция», реализация которой в 2017 позволила снизить расходы на собственные нужды подстанций на 8128,2 тыс.р». [4] Второй этап программы проходит в 2020-2024 гг. Согласно этой программе обозначены области с высоким экономическим потенциалом. Они приведены на рисунке 27.



Рисунок 27 – Области с высоким экономическим потенциалом

По причине того, что рассматриваемая подстанция уже находится в эксплуатации, а не является объектом нового строительства, рассмотрим

лишь некоторые области, которые допустимо и целесообразно применить на подстанции «Матюшкино».

– Обогрев помещений

Из-за изменения состава РУ-10 кВ возможно предусмотреть перепланировку здания ЗРУ и ОПУ. Взамен существующей системы водяного отопления с подогревом теплоносителя с помощью электродкотла, можно применить системы ИК-обогревателей, устанавливаемых под потолком. Для экономии потребления электроэнергии на отопление «рекомендуется установить в помещениях программируемые термостаты, и поддерживать в необслуживаемых помещениях минимально допустимую температуру, а частично обслуживаемые отапливать только на время обслуживания» [4]. Выбор такого технического решения существенно снизит утечки тепла.

– Обогрев оборудования

Что же касается обогрева оборудования, «для шкафов можно применить автоматические нагреватели внутреннего размещения. Такие нагреватели поддерживают необходимые, заранее заданные, условия по показаниям датчиков температуры и влажности. Для обогрева оборудования предлагается применять термочехлы с саморегулирующимся греющим шнуром» [4]. «Саморегулирующиеся кабели имеют, как правило, овальную форму и следующую типовую конструкцию: две параллельные токопроводящие жилы, покрытые слоем полупроводящего, наполненного углеродом полимера, так называемой матрицей. Поверх матрицы укладываются слои электрической изоляции, экранирующая оплетка и защитная оболочка. Эффект саморегулирования достигается за счет того, что тепловыделяющий элемент ленты, выполненный из полимерного проводящего материала, значительно увеличивает свое сопротивление при нагреве» [3].

– Прочие мероприятия

К прочим мероприятиям можно отнести перепланировки, о которых говорилось выше, энергосбережение в системе освещения, например, установка светодиодных источников света, диммирование, применение иных систем регулирования уровня освещенности.

#### 2.4 Оценка негативного воздействия на окружающую среду

Подстанция «Матюшкино» представляет особый интерес, так как до ближайших домов, в которых постоянно проживают люди, расстояние составляет около 100 м. Расположение подстанции и ближайших жилых домов приведено на рисунке 28.



Рисунок 28 – Расположение жилых домов относительно подстанции

«К основным негативным воздействиям, которые могут наблюдаться при эксплуатации понизительной подстанции можно отнести уровень шума,

электромагнитные поля, загрязнение трансформаторным маслом грунтовых вод и почв» [4].

#### 2.4.1 Уровень шума

Основным источником постоянного шума на подстанции являются силовые трансформаторы. «Шум при эксплуатации трансформатора возникает в результате явления магнитострикции – эффекта изменения размеров тела, пропускающего через себя заряженные частицы. Это характерно для материалов, поддающихся воздействию магнитного поля, используемых для изготовления сердечника. Также шум создает и система охлаждения трансформаторов» [5].

На подстанции в эксплуатации находятся трансформаторы с системой охлаждения путем принудительной циркуляции воздуха с помощью навесных вентиляторов обдува, при работе которых и создается повышенное шумовое воздействие.

Проведем оценку уровня шума от силовых трансформаторов подстанции «Матюшкино».

«В качестве нормируемой величины шумовой характеристики по ГОСТ 23941 принят скорректированный уровень звуковой мощности трансформатора» [23]. Для силовых масляных трансформаторов мощностью 16 МВА скорректированный уровень звуковой мощности равен 88 дБА на расстоянии 1 м от трансформатора. По формуле (60) определим суммарный уровень шума.

$$L_{\Sigma} = L_{\omega} + 10 \cdot \lg n, \quad (60)$$

где  $L_{\omega}$  – шум трансформатора, дБА;

$n$  – количество трансформаторов.

$$L_{\Sigma} = 88 + 3 = 91 \text{ дБА.}$$

Исходя из санитарных норм, «уровень шума на территории, непосредственно прилегающие к жилым зданиям, не должен превышать: с 7.00 - 23.00 час – 55 дБА, с 23.00 - 7.00 час – 45 дБА». [31]

По методике, описанной в ГОСТ 31295.2-2005 определим уровень шума на ближайшем жилом участке, расстояние до которого примем  $d=75$  м.

Уровень шума с учетом затухания определим по формуле (61):

$$L = L_{\Sigma} - A, \quad (61)$$

где  $A$  – затухание в октавной полосе частот при распространении звука, дБ. Определяется как сумма затуханий, вызванных различными причинами.

Рассчитаем следующие величины:

– затухание из-за «геометрической дивергенции (из-за расхождения энергии при излучении в свободное пространство)» [9] по формуле (62):

$$A_{div} = 20 \lg \frac{d}{d_0} + 11, \quad (62)$$

где « $d$  – расстояние от источника шума до исследуемой области, м;  
 $d_0$  – опорное расстояние» [9]. По [9] принимается равным 1.

$$A_{div} = 20 \cdot 1,88 + 11 = 48,5 \text{ дБ.}$$

– Затухание из-за звукопоглощения атмосферой по формуле (63):

$$A_{atm} = \frac{\alpha d}{1000}, \quad (63)$$

где « $\alpha$  – коэффициент затухания звука в октавной полосе частот в атмосфере»[9]. Определяется по таблицам из [9],  $\alpha=0,5$ .

$$A_{att} = \frac{0,5 \cdot 75}{1000} = 0,0375 \text{ дБ.}$$

– Затухание из-за влияния земли по формуле (64):

$$A_{gr} = 4,8 - (2h_m / d)(17 + 300 / d) \geq 0, \quad (64)$$

где « $h_m$  – средняя высота траектории распространения звука над землей, м» [9].  $h_m = 2,5$  м.

$$A_{gr} = 4,8 - \left(2 \cdot \frac{2}{75}\right) \left(17 + \frac{300}{75}\right) = 3,75 \text{ дБ.}$$

Таким образом уровень шума:

$$L = 91 - 48,5 - 0,0375 - 3,75 = 38,7 \text{ дБ.}$$

Значение уровня шума соответствует санитарным нормам.

#### **2.4.2 Электромагнитные поля**

Электрооборудование, находящееся в эксплуатации на подстанции, является источником электромагнитных полей промышленной частоты.

«Вследствие воздействия таких полей могут наблюдаться «нарушения функций иммунной, сердечно-сосудистой и дыхательной систем, пищеварительного тракта, изменения в крови» [5]. Возможны последствия на генетическом уровне. При местном «воздействии электромагнитных полей (прежде всего на руки) проявляются ощущение зуда, бледность, синюшность, отечность, уплотнение, а иногда ороговение кожных покровов» [40].

Нормируемым параметром является напряженность электрического поля. Согласно СанПиН 2.1.2.2645-10 «Напряженность электрического поля промышленной частоты 50 Гц на территории жилой застройки не должна превышать 1 кВ/м на высоте 1,8 м от поверхности земли» [31]. Кроме этого, регламентируется так называемая охранная зона подстанций. Вокруг подстанций охранная зона представлена «в виде части поверхности участка земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте наивысшей точки подстанции), ограниченной вертикальными плоскостями, отстоящими от всех сторон ограждения подстанции по периметру» [16]. Основным документом, регламентирующим охранные зоны объектов электроэнергетики, является Постановление правительства N 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон (с изменениями на 21 декабря 2018 года)» [16].

«По большей части, меры и ограничения, прописанные в вышеуказанном документе, позволяют избежать вредного воздействия, которое оказывает электромагнитное поле на качество жизнедеятельности и здоровья человека» [5]. Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ это расстояние равно 20 м. Так как это расстояние в несколько раз меньше, чем расстояние до ближайшего жилого дома, с точки зрения электромагнитных полей, проживание людей можно считать безопасным.

#### **2.4.3. Загрязнение почв и грунтовых вод трансформаторным маслом**

Как при нормальных условиях, так и в случаях аварий на трансформаторных подстанциях возможна утечка трансформаторного масла, которым заполнено силовое оборудование.

Для предотвращения утечки масла в грунт применяются специальные системы предотвращения загрязнения почвы. «Система должна предотвращать проникновение масла в почву; предотвращать растекание горящего масла вокруг поврежденного трансформатора; способствовать

гашению горящего масла под трансформатором и вблизи него; собирать и сохранять как масло, так и любое средство пожаротушения (воду, пену и тому подобное)» [43].

На подстанции «Матюшкино» такая система представлена в виде специальной маслосборной ямы, заполненной щебнем. «Верхний слой толщиной примерно 10–20 см выполнен из зерен щебня 40–60 мм, остальная часть ямы – из зерен 160–200 мм. Яма, заполненная таким образом, может вмещать жидкость, составляющую примерно 1/3-1/4 ее объема» [22]. При заполнении яма опорожняется с помощью насосов.

Учитывая тот факт, что при реконструкции количество маслонаполненного оборудования на подстанции существенно снизится, а на замену ему придет вакуумное и элегазовое оборудование, пересмотр системы предотвращения загрязнения почвы трансформаторным маслом не требуется.

По рассмотренным параметрам видно, что эксплуатация подстанции «Матюшкино» не наносит вред окружающей среде (почвы и грунтовые воды) и безопасна для населения по параметрам шумового и электромагнитного загрязнений.



## Выводы по второй главе

В главе проведено сравнение существующей и предлагаемой схем подстанции с помощью компьютерного моделирования в программе PSCAD. Схемы сравнивались по величинам токов коротких замыканий, отклонению напряжения, потерям мощности. В ходе анализа моделей выявлено, что применение предлагаемой схемы 110-4Н целесообразно, так как позволяет снизить токи КЗ, потери мощности, а также несколько улучшить качество электроэнергии, что способствует благоприятному развитию района.

Далее, рассмотрены показатели энергоэффективности и энергосбережение на подстанции «Матюшкино». Проведен анализ существующей ситуации по критериям оценки мероприятий по снижению потерь и оценки мероприятий по снижению затрат на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования. В ходе рассмотрения данного пункта еще раз подтвердилась обоснованность замены оборудования, так как это позволит снизить величину потерь, затраты на ремонт электрооборудования, число часов отключения электроэнергии из-за ремонта электрооборудования. Предложены мероприятия по энергосбережению: пересмотр системы отопления здания ЗРУ и ОПУ, новые решения по обогреву шкафов и оборудования.

Кроме того, рассмотрены вредные и опасные факторы и проведена оценка их влияния на окружающую среду и население. По результатам оценки выявлено, что уровень шума от работы электрооборудования не превышает нормируемых значений. Напряженность электромагнитного поля на ближайших к подстанции участках так же не представляет опасность для населения. Еще одним опасным фактором является загрязнение почвы и грунтовых вод трансформаторным маслом. Учитывая наличие специальной маслосборной ямы, заполненной щебнем, и снижение количества маслонаполненного оборудования при реконструкции, пересмотр системы предотвращения загрязнения почвы трансформаторным маслом не требуется.

### Глава 3 Обоснование мероприятий при реконструкции подстанции

В ходе выполнения глав 1 и 2 были приняты некоторые технические решения по реконструкции электрической части подстанции.

Обоснование электросетевых объектов базируется на выполнении следующих технических требований. Требования, а так же соответствие или несоответствие им отразим в таблице 24.

Таблица 24 – Технические требования к реконструируемой подстанции

Требование	Исполнение при реконструкции
1	2
1. «Схема электрической сети должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменениям внешних условий – росту нагрузки и развитию электростанций, перемене направлений и значений перетоков мощности и другое» [29]	В рассматриваемом варианте реконструкции изменяется схема сети для ОРУ-110 кВ, так как область применения существующей схемы 110-5Н «проходные подстанции с двухсторонним питанием» [27], хотя рассматриваемая подстанция является тупиковой, с односторонним питанием. Предлагаемая схема 110-4Н «является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ» [28]. Что касается возможности развития – «возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин либо без нее)» [28].
2. «Развитие электрической сети осуществляется для достижения наилучших экономических показателей энергосистем в целом, причем независимо от форм собственности тех или иных объектов электроэнергетики» [29]	Применение предлагаемой схемы 110-4Н целесообразно, так как позволяет снизить токи КЗ, потери мощности, а так же несколько улучшить качество электроэнергии, что способствует благоприятному развитию района. Кроме того, выбранная схема считается наиболее дешевой с учетом количества присоединений. Также, при применении данной схемы минимизированы отказы по вине персонала и, как следствие, величина недоотпуска электроэнергии, так как все электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.

Продолжение таблицы 24

1	2
<p>3. «Электрическая сеть должна обеспечивать выдачу мощности электростанций, транспорт электроэнергии, электроснабжение потребителей как в нормальном режиме работы сети, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением снабжения потребителей, при аварийных возмущениях» [29]</p>	<p>110-4Н является «лучшей схемой с позиций надежности и экономичности при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами» [28].</p> <p>«Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному (авто)трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе (авто)трансформаторов, а также действию автоматического ввода резерва на стороне низшего и среднего (при наличии) напряжения (авто)трансформатора» [28].</p>
<p>4. «Развитие электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды» [29]</p>	<p>Подстанция, выполненная с применением схемы 110-4Н, занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. Кроме того, постепенный отказ от большого количества маслонаполненного оборудования позволит предотвратить загрязнение почв и грунтовых вод.</p>

Как видно из таблицы 24 все технические требования при реконструкции подстанции «Матюшкино» удовлетворены. Пересмотр мероприятий не требуется.

Перед расчетом экономических показателей, подробно рассмотрим изменения по каждому участку подстанции. Результаты сведем в таблицы 25–29. В таблицах будут отражены вид заменяемого оборудования, текущий и заменяемый типы, количество новых устанавливаемых единиц оборудования и дальнейшее предназначение демонтируемого оборудования. В зависимости от последнего параметра для дальнейших расчетов необходимо будет определить коэффициенты к стоимости работ по монтажу оборудования, установленные исходя из предназначения демонтируемого

оборудования в дальнейшем. Для наглядности и простоты использования последующих таблиц, информацию по коэффициентам сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Дальнейшее использование демонтируемого оборудования

Дальнейшее предназначение демонтируемого оборудования	Коэффициент	№ для таблиц 3.3-3.6
«Оборудование подлежит дальнейшему использованию, со снятием с места установки, необходимой (частичной) разборкой и консервацией с целью длительного или кратковременного хранения» [30]	0,7	1
«Оборудование подлежит дальнейшему использованию, без надобности хранения (перемещается на другое место установки и тому подобное)» [30]	0,6	2
«Оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) с разборкой и резкой на части» [30]	0,5	3
«Оборудование не подлежит дальнейшему использованию (предназначено в лом) без разборки и резки на части» [30]	0,3	4

Согласно нумерации таблицы 25, заполним графу №5 в последующих таблицах.

Таблица 26 – Заменяемое оборудование ОРУ-110

Вид оборудования	Текущий тип	Заменяемый тип	Количество заменяемых элементов	Демонтируемое оборудование: дальнейшее предназначение
1	2	3	4	5
Силовой трансформатор	ТДТН-16000/110/35/10	ТДН-16000/110/10	2	3
	ТДТН-25000/110/35/10			3
Выключатель секционный	МКП-110М	Демонтировать в связи с изменением схемы	1	3
Разъединители	РНДЗ-1(2)-110-1000	РГП-1(2)-110-1250	8	1

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	ТВГ-УЭТМ-110	2	1
Отделитель	ОД-150М630	ВЭБ-УЭТМ-110	2	3
Короткозамыкатель	КЗ-220М		2	3
Трансформатор собственных нужд	ТМ-250/10/0,4	Перенесен в ЗРУ-10	2	1
Освещение ОРУ-110	-	NAVIGATOR NFL-M 300	4	2

Таблица 27 – Заменяемое оборудование ОРУ-35

Вид оборудования	Текущий тип	Заменяемый тип	Количество заменяемых элементов	Демонтируемое оборудование: дальнейшее предназначение
Разъединители	РНДЗ-1(2)-35/1000	ОРУ-35 полностью демонтировано	–	1
Трансформаторы тока	ТФН-35		–	1
	ТФЗМ-35		–	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35		–	1
Силовые выключатели	С-35М-630-10		6	3
	ВВ-35		1	1
ВЛ-35 кВ	Провод АС-120 на металлических ж/б опорах (4 цепи)	2х3 км 2х5 км	1	

Таблица 28 – Заменяемое оборудование ЗРУ-10

Вид оборудования	Текущий тип	Заменяемый тип	Количество заменяемых элементов	Демонтируемое оборудование: дальнейшее предназначение
1	2	3	4	5
Ячейки КСО		КРУ-СЭЩ-63	26	4
Силовые выключатели	ВМПЭ-10	ВВУ-СЭЩ-10	2	3
	ВМП-10		17	3
	ВВ/TEL-10		6	1

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	15	1
	ТПЛ-10		8	1
Трансформаторы тока нулевой последовательности	–	ТЗЛК-СЭЩ-0,66	–	–
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	ЗНОЛ-СЭЩ-10	2	1
Трансформатор собственных нужд	–	ТМГ-160/10/0,4	–	–
Освещение ЗРУ-10	Светильники с газоразрядными лампами	NAVIGATOR DSP-CC 36	–	27

Таблица 29 – Заменяемое оборудование по подстанции в целом

Вид оборудования	Текущий тип	Заменяемый тип	Количество устанавливаемых элементов	Демонтируемое оборудование: дальнейшее предназначение
Системы РЗиА		БМРЗ-ЛТ-11-О-01	2	3
		БМРЗ-ТД-11-О-01	2	
		БМРЗ-ЛТ-01-О-01	2	
		БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01	2	
		БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01	18	
		БМРЗ-152-2-Д-СВ-01	1	
		БМРЗ-152-2-Д-ТН-01	2	
		ДУГА-МТ	26	
Системы оперативного тока		Шкаф оперативного постоянного тока, включающий АКБ и необходимую преобразовательную зарядно-подзарядную аппаратуру	2	3
Перенос мачт освещения	ВГН-30	–	–	2

Для технико-экономического обоснования применим формулу дисконтированных затрат (65).

$$Z_i = K + I \left[ \frac{(1 + E_{н.п})^n - 1}{E_{н.п} (1 + E_{н.п})^n} \right], \quad (65)$$

где  $K$  и  $I$  – капиталовложения и издержки соответственно;

$E_{н.п.}$  – норматив приведения разновременных затрат (ставка дисконтирования), определяется по справочникам и в данном случае принимается равным 0,06 [20];

$n$  – расчетный период времени, принимается «минимальный расчетный срок службы 30 лет, соответствующей минимальному расчетному сроку службы основного оборудования ПС – силовых (авто)трансформаторов, оборудования ОРУ 110 кВ и выше» [20].

Капиталовложения рассчитываются по стоимости оборудования и укрупнённым стоимостным показателям, а издержки по формуле (66)

$$I = I_{рем} + I_{обсл} + y_0 \Delta W, \quad (66)$$

где  $I_{рем}$  – затраты на ремонты;

$I_{обсл}$  – затраты на обслуживание;

$y_0$  – обобщенный (агрегированный) удельный ущерб, принимается равным 42 руб/кВтч [6];

$\Delta W$  – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, принимается равным 0,013 [20].

Определим капитальные затраты. Для этого воспользуемся информацией из таблиц 25-29, а также таблицами из СТО 56947007-29.240.124-2012 «Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» [30].

Определим стоимость оборудования по подстанции в целом в рамках реконструкции. Результат сведем в таблицу 30.

Таблица 30 – Стоимость оборудования по подстанции

Тип заменяемого оборудования	Марка заменяемого оборудования	Цена за единицу, руб.	Кол-во	Стоимость руб.
<b>ОРУ-110</b>				
Силовой трансформатор	ТДН-16000/110/10	2 800 000	2	5 600 000
Разъединитель	РГП-1(2)-110-1250	250 000	8	2 000 000
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ-110	В комплекте с выключателем	2	9 600 000
Выключатель силовой	ВЭБ-УЭТМ-110	4 800 000		
Прожекторы	NAVIGATOR NFL-M 300	17 192	4	68 768
<b>ЗРУ-10</b>				
Ячейки КРУ	КРУ-СЭЩ-63	Поставляется комплектно с оборудованием. Усредненная цена 180 000	28	4 680 000
Силовые выключатели	ВВУ-СЭЩ-10		23	
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10		23	
Трансформаторы тока нулевой последовательности	ТЗЛК-СЭЩ-0,66		23	
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10		2	
Трансформатор собственных нужд	ТМГ-160/10/0,4		2	
Шкаф оперативного тока	ШОТ-ELT	1 316 000	2	2 632 000
Светильники	NAVIGATOR DSP-CC 36	2 100	27	56 700
<b>По подстанции</b>				
Блоки РЗиА	БМРЗ-ЛТ-11-О-01 БМРЗ-ТД-11-О-01 БМРЗ-ЛТ-01-О-01 БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01 БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01 БМРЗ-152-2-Д-СВ-01 БМРЗ-152-2-Д-ТН-01 ДУГА-МТ	Усредненно 38 000	35	1 330 000
Итого на оборудование с учетом НДС 20%				31 160 961



Далее, воспользовавшись укрупненными стоимостными показателями, определим затраты на реконструкцию, результаты сведем в таблицу 31.

Таблица 31 – Затраты на проведение реконструкции

Тип работ		Единица работ	Цена за единицу	Кол-во	Стоимость руб.
Перевооружение ВЛ-35 кВ на ВЛ-10 кВ		тыс.руб/км	860	8	6 880 000
Перевооружение ОРУ-110 на схему 110-4Н		тыс.руб	6204	1	6 204 000
Постоянная часть затрат по ПС			4136	1	4 136 000
Демонтаж оборудования	Силовые трансформаторы	тыс.руб	9,4	2	18 800
	Силовые выключатели		6,7	1	6 700
			1,3	6	7 800
		1,5	1	1 500	
Прочее оборудование и конструкции		тыс.руб/т	1,2	150	180 000
Итого по подстанции		17 434 800			

В таблице 31 к постоянной части затрат относятся:

- подготовка и благоустройство территории в процессе и по окончании работ;
- подготовка, восстановление, ремонт и другие необходимые мероприятия в ОПУ и ЗРУ;
- устройство и пуско-наладочные работы всех систем подстанции;
- инженерные системы подстанции;
- организация ограждения, освещения и прочих вспомогательных объектов и функций.

Таким образом, суммарные капиталовложения в реконструкцию подстанции, включающие в себя закупку, доставку, установку, пуско-наладку нового оборудования, а также благоустройство территории и объектов подстанции составляет 48 595 761 руб.

Перейдем к расчету издержек. Согласно [30] ежегодные издержки на ремонты и обслуживание оборудования в % от капитальных затрат:

- Для ВЛ – 0,8

– Для КЛ – 2,3

– Для оборудования ПС – 2,9

Таким образом, ежегодные издержки ремонты и обслуживание оборудования найдем по формуле (67):

$$I_{рем} + I_{обсл} = 0,008 \cdot 6880000 + 0,029 \cdot 31160961 = 55040 + 903668 = 958708. \quad (67)$$

Общая величина издержек согласно формуле 3.2

$$I = 958708 + 42 \cdot 13 \cdot 10^{-3} = 1504708.$$

Величина дисконтированных затрат согласно формуле 3.1:

$$Z_i = 48595761 + 1504708 \left[ \frac{(1 + 0,06)^{30} - 1}{0,06(1 + 0,06)^{30}} \right] = 63307800.$$

Значение величины дисконтированных затрат позволит оценить стоимость комплексной реконструкции подстанции «Матюшкино».

## Выводы по третьей главе

В ходе выполнения третьей главы ВКР обоснованы принятые в предыдущих главах технические решения для реконструкции подстанции согласно нормативно-технической документации, а именно СТО 56947007-29.240.01.271-2019 «Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований». Согласно этому документу определены технические требования к реконструируемой подстанции и соответствие им принятых решений. Обоснование выбранной схемы велось на основании СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ» [28].

Кроме того, в главе определены экономические показатели реконструкции: капиталовложения, издержки, величина дисконтированных затрат. В результате получено, что суммарные капиталовложения, включающие в себя закупку, транспортировку, установку, пуско-наладку электрооборудования, перевооружение существующих ВЛ, благоустройство территории и зданий подстанции обойдется в 48 595 761 руб. Величина издержек на обслуживание, ремонт, а так же учитывающая недоотпуск электроэнергии равна 1 504 708 руб. Величина дисконтированных затрат, приведенных к среднему сроку службы электрооборудования подстанции (30 лет) составила 63 307 800 руб.

## Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы определена оптимальная конфигурация сети, удовлетворяющая всем современным требованиям, для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей.

При проведении предпроектного обследования выбранного объекта – электрической подстанции 110/35/10 «Матюшкино», расположенной в Комсомольском районе города Тольятти, определены основные проблемы, препятствующие дальнейшему уверенному развитию района. К таким проблемам относятся:

- существенный недогруз трансформаторов, вызванный ликвидацией крупного потребителя – ЗАО «Поволжский свинокомплекс»;
- применение физически и морально устаревшего оборудования: большинство аппаратов находятся в работе со дня ввода объекта в эксплуатацию, а это 1978 год;
- несоответствие схемных решений назначению подстанции.

На основании вышеуказанных проблем и их анализа поставлены задачи магистерской диссертации.

Для подстанции определены фактическая величина мощности и выполнен расчет перспективных нагрузок, в них были учтены строительство и ввод в эксплуатацию новых объектов малой и сельскохозяйственной промышленности, жилых и дачных домов, объектов ЖКХ и тому подобное. По величине полученной мощности выбраны новые силовые трансформаторы – ТДН-16000/110/10. Как видно, изменился класс напряжения подстанции. Это позволит снизить величину потерь в сетях, а значит несколько улучшить качество электроэнергии.

Из-за смены схемы подстанции выбрано новое оборудование для стороны ВН и НН. Например, устаревшая система «отделитель-короткозамыкатель» заменена на современные и безопасные элегазовые

выключатели, масляные трансформаторы тока – на оборудование с элегазовой изоляцией, а разъединители, выработавшие установленный срок эксплуатации – на новые, отвечающие всем современным требованиям аппараты. ОРУ-35 кВ полностью демонтировано, что позволит снизить отчуждаемые площади.

ЗРУ-10 кВ укомплектовано новыми ячейками КРУ-СЭЩ-63 производства «Электрощит-Самара», что позволило разместить трансформаторы собственных нужд в здании ЗРУ за счет снижения габаритов ячеек. Кроме того, согласно нормативно-технической документации, изменена система оперативного тока на постоянный, и к установке приняты 2 шкафа оперативного тока ШОТ серии ELT.

Кроме того, смоделировано освещение подстанции с помощью программного комплекса DIALux. Выбранный сценарий освещения позволяет достигнуть уровней освещения, установленных нормативно-технической документацией.

Выбранная схема подстанции смоделирована в программном комплексе PSCAD для снятия основных режимных характеристик. Кроме того, принятая схема сравнивалась с исходной для обоснования необходимости реконструкции. В ходе компьютерного моделирования выявлено, что применяемые при реконструкции решения относительно состава оборудования и выбора схемы подстанции позволяют снизить потери мощности, отклонения напряжения и токи трехфазных коротких замыканий.

Далее, рассмотрены энергосбережение и энергоэффективность подстанции. При рассмотрении критериев выявлено, что на сегодняшний день оценка мер, направленных на снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт, а так же на снижение потерь, низкая. Предлагаемая реконструкция позволит повысить ее за счет замены морально и физически изношенного оборудования, оптимизации схемы сети и применения интеллектуальных систем контроля и учета электроэнергии.

Также проведена оценка негативного воздействия на окружающую среду при эксплуатации подстанции «Матюшкино». Рассматривались такие критерии как уровень шума, уровень электромагнитного излучения, загрязнение почв и грунтовых вод трансформаторным маслом. По результатам оценки выявлено, что уровень шума от работы электрооборудования не превышает нормируемых значений. Напряженность электромагнитного поля на ближайших к подстанции участках так же не представляет опасность для населения. Касаемо загрязнения трансформаторным маслом – на подстанции существует система, представленная в виде специальной маслосборной ямы, заполненной щебнем, а учитывая, что при реконструкции количество маслонаполненного оборудования существенно снизится, пересмотр системы предотвращения загрязнения почвы трансформаторным маслом не требуется.

На заключительном этапе проведено обоснование принятых мер и оценка капитальных затрат на реконструкцию подстанции «Матюшкино». Суммарные капиталовложения, включающие в себя закупку, транспортировку, установку, пуско-наладку электрооборудования, перевооружение существующих ВЛ, благоустройство территории и зданий подстанции обойдется в 48 595 761 руб. Величина издержек на обслуживание, ремонт, а также учитывающая недоотпуск электроэнергии равна 1 504 708 руб.

Таким образом, получена оптимальная конфигурация сети, удовлетворяющая всем современным требованиям, для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей, а значит и благополучного развития района в будущем.

## Список используемых источников

1. Вакуумные выключатели [Электронный ресурс] : Электрощит Самара URL: <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения 17.05.2020).
2. Викулова Ю. В., Болонова И. Е., Быков Н. С. Моделирование коротких замыканий на линиях с помощью программы PSCAD // Научный электронный журнал Инновации. Наука. Образование. 2020. № 20. С. 945–951. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44144917> (дата обращения 10.01.2021).
3. Викулова Ю. В., Болонова И. Е., Быков Н. С. Обзор нагревательных кабелей, отличающихся системой тепловыделения // Научный электронный журнал Инновации. Наука. Образование. 2020. № 20. С. 923–930. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44144914> (дата обращения 10.01.2021).
4. Викулова Ю. В., Болонова И. Е., Быков Н. С. Оценка мероприятий по повышению энергоэффективности на понизительных подстанциях // Научный электронный журнал Инновации. Наука. Образование. 2020. № 20. С. 896–902. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44144910> (дата обращения 10.01.2021).
5. Викулова Ю. В. Оценка потенциального негативного воздействия подстанции на окружающую среду и население // Научный электронный журнал Инновации. Наука. Образование. 2020. № 22. С. 571–576. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44455688> (дата обращения 10.01.2021).
6. Викулова Ю.В. Сравнительный анализ использования вакуумных и элегазовых силовых выключателей в РУ 6-10 кВ // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019). Тольятти. 2019. С.30–33.
7. Выключатели элегазовые серии LF [Электронный ресурс] : Schneider Electric URL:

<https://electroautomatica.ru/img/documentation/GOST%20Operational%20manual%20LF.pdf> (дата обращения 17.05.2020).

8. Высоковольтное оборудование. Разъединители [Электронный ресурс] : Завод электротехнического оборудования URL: [http://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment](http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment) (дата обращения 17.05.2020).

9. ГОСТ 12.2.024-87 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. Введ. 1989-01-01. М.: ЦНТИ "Медиа Сервис", 2020. 16 с.

10. ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. Введ. 1992-01-01. М.: ЦНТИ "Медиа Сервис", 2020. 13 с.

11. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2019. 36 с.

12. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартинформ, 2019. 44 с.

13. Комплектные распределительные устройства [Электронный ресурс] : Электрощит Самара URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-63-6-10-kv/> (дата обращения 17.05.2020).

14. Основные характеристики российской электроэнергетики [Электронный ресурс] : Министерство энергетики Российской Федерации URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения 25.11.2019).

15. Номенклатурный каталог [Электронный ресурс] : Тольяттинский трансформатор URL: [http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue\\_toltrans.pdf](http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf) Дата обращения (дата обращения 17.05.2020).

16. О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков,



расположенных в границах таких зон [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. N 160 URL: <https://base.garant.ru/12165555/> (дата обращения 16.11.2020).

17. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.

18. Прибор универсальный цифровой измерительный M2M ETHERNET [Электронный ресурс] : ЭТМ URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/1919327/> (дата обращения 20.05.2020).

19. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [Электронный ресурс] : Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201507270034> (дата обращения 20.10.2019).

20. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства [Электронный ресурс] : Приказ Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 N 10 URL: <https://base.garant.ru/72169240/> (дата обращения 06.03.2021).

21. РД 34.20.178 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. М.: ЦНИИПромзданий, 2015. 108 с.

22. Предотвращение загрязнения почвы на подстанциях трансформаторным маслом [Электронный ресурс] : СИГРЭ-72 - Подстанции переменного тока URL: <https://forca.ru/knigi/arhivy/sigre-72-podstancii-peremennogo-toka-4.html> (дата обращения 16.11.2020).

23. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [Электронный ресурс] : СН

2.2.4/2.1.8.562-96 URL: <https://base.garant.ru/4174553/> (дата обращения 16.11.2020).

24. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.

25. СП 31-110-2003 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа». М.: ЦНИИПромзданий, 2015. 78 с.

26. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. ПАО ФСК ЕЭС, 2017. 135 С.

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 С.

28. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 С.

29. СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. ПАО «ФСК ЕЭС», 2019. 33 с.

30. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. 33 с.

31. Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях [Электронный ресурс] : СанПиН 2.1.2.2645-10 URL: <https://base.garant.ru/12177273/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33/> (дата обращения 16.11.2020).

32. Серия модульных устройств БМРЗ [Электронный ресурс] : НТЦ «Механотроника» URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz/> (дата обращения 21.05.2020).

33. Трансформаторы напряжения [Электронный ресурс] : Электрощит Самара URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/znol-seshch-6-10-20-35/> (дата обращения 20.05.2020).

34. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ [Электронный ресурс] : Электрощит Самара URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 20.05.2020).

35. Трансформаторы тока встроенные серии ТВГ-УЭТМ [Электронный ресурс] : Уралэлектротяжмаш URL:<http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/?url=transformatoryi-toka-vstroennyie-serii-tvg-uetm%C2%AE> (дата обращения 20.05.2020).

36. Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЩ [Электронный ресурс] : Электрощит Самара URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tzlk-r-seshch-0-66/> (дата обращения 20.05.2020).

37. Шкафы оперативного тока ШОТ серии ELT [Электронный ресурс] : Элтон URL: [https://eltonn.ru/#sample\\_shot](https://eltonn.ru/#sample_shot) (дата обращения 20.05.2020).

38. Элегазовые баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] : Уралэлектротяжмаш URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/> (дата обращения 17.05.2020).

39. Bhalja B., Maheshwar R. P., Chothani N. Protection and Switchgear, 1st Edition. Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 p.

40. Daza S.A. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.

41. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2015. 368 p.

42. Mohamed A. Ibrahim. Protection & Control for Power System. CreateSpace Independent Publishing Platform. 2016. 540 p.

43. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol. 18. No. 5 2017.