

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Анализ схемы электроснабжения тяговой подстанции переменного тока Михайло-Чесноковская

Исполнитель

студент группы 342-зсб1

подпись, дата

Е.О.Маричев

Руководитель

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Маричева Евгения Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Анализ схемы электроснабжения тяговой подстанции переменного тока Михайло-Чесноковская

(утверждено приказом от 23.11.16 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 12 рисунков, 34 таблицы и 6 листов графической части.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедова Л.А ст.преподаватель

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016 г

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 108 с, 34 таблица, 12 рисунок, 21 источника, 1 приложение.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИК, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВАРИЙНАЯ БРОНЬ, НАПРЯЖЕНИЕ ПИТАНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПОКАЗАТЕЛИ НАДЁЖНОСТИ, АНАЛИЗ РАБОТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

Целью бакалаврской работы является проектирование отпаечной подстанции и анализ работы высоковольтного оборудования. Необходимо решить вопрос о надёжности показателей оборудования на тяговой подстанции и их работоспособность. Экономическая часть включает в себя определение экономических показателей работы тяговой подстанции. Вопрос электробезопасности освещает организационно-технические мероприятия при замене выключателя. В разделе «Безопасность жизнедеятельности» входит вопрос о защите от производственного шума на тяговой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Анализ схемы работы оборудования действующей подстанции	7
2 Расчёт мощности трансформаторов собственных нужд	9
2.1 Наружное освещение	9
2.2 Внутреннее освещение	9
2.3 Аварийное освещение	10
2.4 Электрическое отопление	10
2.5 Обдув силовых трансформаторов	11
2.6 Вентиляция аккумуляторной батареи	11
2.7 Подогрев вакуумных выключателей и приводов к ним	11
2.8 Подогрев приводов разъединителей с моторными приводами	12
2.9 Обогрев ячеек КРУН	12
2.10 Выбор аккумуляторной батареи	13
2.11 Выбор зарядного и подзарядного агрегатов	15
2.12 Преобразователи СЦБ	17
2.13 Выбор трансформаторов собственных нужд	17
2.14 Выбор кабеля питания ТСН	19
3 Расчет токов короткого замыкания	20
3.1 Составление расчетной схемы и схемы замещения	20
3.2 Расчет токов короткого замыкания	25
3.3 Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции	30
3.4 Проверка электрических аппаратов и токоведущих элементов по термической стойкости в режиме КЗ	34
4 Выбор основного силового оборудования	36
4.1 Выбор шин и токоведущих элементов	36
4.2 Выбор изоляторов	41

4.3	Выбор высоковольтных вакуумных выключателей	42
4.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	44
4.5	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	48
5	Определение основных показателей надёжности высоковольтного оборудования	50
5.1	Определение показателей надёжности оборудования отпаичной подстанции	51
5.2	Мероприятий по повышению показателей надёжности электрооборудования ТП Михайло-Чесноковская	59
5.3	Оценка и анализ показателей надёжности с применением масляного и элегазового выключателей	62
6	Расчёт остаточного ресурса трансформаторов и коммутационного ресурса выключателей	67
6.1	Расчет изменений температуры	68
6.2	Расчёт коммутационного ресурса выключателя	78
7	Расчет экономических показателей работы тяговой подстанции	84
7.1	Расчёт стоимости тяговой подстанции	84
7.2	Определение текущих расходов на содержание и обслуживание подстанции	88
7.3	Определение заработной платы работников подстанции	88
7.4	Определение фонда заработной платы и отчислений на социальные нужды	89
7.5	Расчёт материальных затрат	93
7.6	Определение себестоимости переработки электроэнергии и плановой себестоимости	96
8	Электробезопасность при замене выключателей	98
8.1	Организация и порядок переключений	98
8.2	Переключение при выводе в ремонт выключателей и вводе их в работу после ремонта	99

8.3 Подготовка выключателя к вводу в работу	101
8.4 Эксплуатация выключателей	101
8.5 Вывод выключателя из работы, порядок допуска к ремонту и испытаниям	104
8.6 Меры безопасности при эксплуатации выключателей	105
Заключение	106
Список использованных источников	107
Приложение А-Анализ показателей надёжности	109

ВВЕДЕНИЕ

В систему электрофикации дорог входит тяговая часть (тяговые подстанции, контактная сеть, рельсовая цепь, питающая и отсасывающая линии).

Вблизи мест потребления электроэнергии напряжение понижают на трансформаторных подстанциях до 220 кВ и подают в районные сети высокого напряжения, к которым подключены потребители электроэнергии, в том числе тяговые подстанции электрифицированных железных дорог, питающие контактную сеть.

Современные тяговые подстанции электрифицированных железных дорог представляются в виде важнейших устройств систем тягового электроснабжения. Их питание осуществляется от системы внешнего электроснабжения. Тяговые подстанции предназначены для комплексного электроснабжения электроподвижного состава (электрической тяги поездов), и не железнодорожных промышленных и сельскохозяйственных потребителей, условно называемых районными потребителями.

К схемам и конструкциям тяговых подстанций предъявляют определенные технические требования. Так, установленная мощность их трансформаторов должна соответствовать спросу потребителей электроэнергии, коммутационная и вспомогательная аппаратура должна обеспечивать бесперебойное питание электроэнергией на требуемом уровне надежности. Очень важно также, чтобы качество электрической энергии соответствовало установленным нормам.

Надежность закладывается при проектировании, обеспечивается при изготовлении и расходуется при эксплуатации. Так же нужно знать, что показатели надёжности позволяют оценить состояние среднестатистического объекта.

Приемники электроэнергии собственных нужд (СН) подстанции являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории подстанции.

Наиболее ответственными приемниками СН являются устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От этих приемников СН зависит работа основного оборудования подстанции, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники СН, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к неответственным.

На тяговых подстанциях от шин СН получают электроэнергию устройства СЦБ железных дорог, дежурные пункты районов контактной сети, совмещенные с тяговыми подстанциями, а также мастерские тяговых подстанций.

К шинам СН кроме постоянных потребителей могут также различные передвижные устройства (подстанции, испытательные станции, установки масляного хозяйства).

В данной работе проводится расчёт остаточного ресурса силового трансформатора и коммутационного ресурса выключателей. Так же я определял основные показатели надёжности высоковольтного оборудования. Проводился анализ остаточного ресурса трансформатора, анализ показателей надёжности трансформаторов, выключателей и измерительных трансформаторов.

При написании бакалаврской работы было использовано программное обеспечение как: Microsoft Word, Microsoft Visio

1 АНАЛИЗ СХЕМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ.

Схемы главных электрических соединений определяются схемой электрической сети, от которой они получают питание. Отпаечные подстанции получают питание глухими ответвлениями (отпайками) от каждой из линии электропередачи, расположенных на отдельных опорах.

РУ 220 кВ отпаечной подстанции выполняют по блочной схеме с ремонтной перемычкой между вводами. Ремонтная перемычка дает возможность без перебойного электроснабжения подстанций вывести в ремонт одну из двух питающих линий 220 кВ, а также один из двух понизительных трансформаторов. Используются выключатели на стороне ВВК - 2-220, а также разъединители РНДЗ-2-220/1000У1.

Трансформаторы тока ТБМО-220 УХЛ1 и напряжения НАМИ-220 УХЛ1 служат для подключения релейной защиты. При коротких замыканиях на ЛЭП 220 кВ и работе подстанций с ремонтной перемычкой срабатывает эта защита и воздействует на высокочастотные защиты, отключающие смежные подстанции. Линии 220 кВ присоединяют разъединителями РНДЗ-220 с двигательным приводом УМП – 2. В цепи каждого понижающего трансформатора установлены разъединители РНДЗ с двигательными приводами УМП – 2, вакуумными выключателями ВВК. Использование разъединителей с двигательными приводами УМП – 2 на присоединениях линиях и понижающих трансформаторов позволяет выполнять переключения по телеуправлению.

ОРУ 35 кВ состоит из двух секций шин. С помощью двух разъединителей РНДЗ-1-35/1000У1 и секционного выключателя, возможно

вывести в ремонт трансформатор ТФМ-35-ПХЛ1 1000/5. А так же сделать ремонт секционного выключателя в любое время. В каждой секции подключается трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 , необходимый для питания релейных защит и цепей учета. Наличие двух трансформаторов ЗНОМ-35-65 дает возможность переключения цепей учета и релейной защиты с одного трансформатора на другой , а так же выводить трансформаторы напряжения НАМИ-10 1000/100 в ремонт. В ОРУ на выводах ставится два понизительных трансформатора ТМ-400/10 для питания шин 10 кВ. Для питания и защиты и цепей учета применяются трансформаторы тока ТЗЛМ-10, в строенные ввода выключателя. В общем ОРУ 35 кВ служит для питания линий районных потребителей, на что и предусмотрены фидера районных потребителей.

ОРУ 27,5 кВ предназначено для питания тяговой сети переменного тока.

ОРУ имеет двух фазную рабочую, секционированную разъединителями, запасную систему шин. Третья фаза С обмоток трансформатора соединяются с контуром заземления и с рельсами подъездного пути, которые соединены с воздушной отсасывающей линией. Фидеры, питающие контактную сеть одного направления, присоединяются к одной секции шин. Запасной выключатель с помощью разъединителей может быть присоединен к любой из секций, обеспечивает питание любого фидера контактной сети при отключении выключателя этого фидера.

На фидерах контактной сети используют выключатели типа ВВК – 27,5. К каждой секций шин присоединяют разрядники РВМ – 35. Для 27,5 кВ используют одно и трехфазные разъединители РНДЗ с двигательным приводом УМП – 2. Применение такого привода дает возможность телеуправления разъединителями.

КРУН – 10 предназначено для питания не тяговых потребителей. Его выполняют с двух систем шин и секционным выключателем между ними. Так же установлены трансформаторы тока и напряжения для контроля и измерения.

2 РАСЧЁТ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Мощность, расходуемую на собственные нужды определяем по типу подстанции, и принятой системой оперативного тока. В нашем случае – подстанция отпаечная, переменного тока, следовательно в расчетах будем опираться на типовые подстанции такого типа, данные которых приведены в [4,5,9].

2.1 Наружное освещение

Наружное освещение $P_{нар}$, кВт:

$$P_{нар} = \Delta P_{н} * S_{о.ч}, \quad (2.1)$$

$$P_{нар} = 0,0015 * 12096 = 18,14 \text{ кВт.}$$

где $\Delta P_{н}$ – мощность, расходуемая на наружное освещение, кВт;

$S_{о.ч}$ – площадь открытой части подстанции, м².

В соответствии с [6] принимаем $\Delta P_{н} = 0,0015 \text{ Вт/м}^2$; $S_{о.ч} = 12096 \text{ м}^2$.

2.2 Внутреннее освещение

Внутреннее освещение $P_{вн}$, кВт:

$$P_{вн} = \Delta P_{вн} * S_{вн}, \quad (2.2)$$

$$P_{вн} = 0,02 * 222 = 4,44 \text{ кВт,}$$

где $\Delta P_{вн}$ – норма расхода на освещение одного м² закрытой части подстанции, кВт/м²;

$S_{вн}$ – площадь закрытой части подстанции, м².

В соответствии с [13] принимаем $\Delta P_{вн} = 0,02 \text{ кВт/м}^2$; $S_{вн} = 222 \text{ м}^2$.

2.3 Аварийное освещение

Мощность аварийного освещения $P_{ав}$, кВт принимаем согласно [6] равной 10% от внутреннего освещения:

$$P_{ав} = 0,1 P_{вн}, \quad (2.3)$$

$$P_{ав} = 0,1 * 4,44 = 0,444 \text{ кВт},$$

где $P_{вн}$ – внутреннее освещение подстанции, кВт.

2.4 Электрическое отопление

Для отпаечной тяговой подстанции переменного тока потребную мощность на отопление подсчитывают по удельному расходу мощности на единицу строительного объема помещения. Согласно [6] мощность на отопление подстанции $P_{от}$, Вт:

$$P_{от} = \Delta P_{от} * V, \quad (2.4)$$

$$P_{от} = 10 * 1121 = 11210 \text{ Вт} = 11,21 \text{ кВт}$$

где $\Delta P_{от}$ – удельный расход мощности, Вт/м³;

V – объем здания, не совмещенной тяговой подстанции, м³.

В соответствии с [13] принимаем $\Delta P_{от} = 10 \text{ Вт/м}^3$; $V = 1121 \text{ м}^3$.

Кроме того для отопления помещения аккумуляторной принимаем калориферы мощностью 22 кВт. Автоматически включаемые при понижении температуры ниже +15⁰С и включении второй секции мощностью 11 кВт – при понижении температуры ниже 0⁰С [7].

Исходя из выше указанного делаем заключение, что коэффициенты использования для обеих ступеней калориферов обогрева аккумуляторной будут соответственно равны, $K_{исп\ I} = 1$ и $K_{исп\ II} = 0,2$.

2.5 Обдув силовых трансформаторов

На каждый трансформатор устанавливаем по 12 вентиляторов мощностью 1 кВт каждый исходя из [4], поэтому определим мощность обдува трансформаторов $P_{об}$, кВт:

$$P_{об} = 2 \cdot 1 \cdot 12 = 24 \text{ кВт.} \quad (2.5)$$

2.6 Вентиляция аккумуляторной батареи

Устанавливаем два электродвигателя мощностью 1,7 кВт, $\cos\varphi = 0,88$, $\text{tg}\psi = 0,53$.

Определяем общие мощности вентиляции $P_{общ}$ и $Q_{общ}$, кВт и кВар:

$$P_{общ} = 1,7 \cdot 2 = 3,4 \text{ кВт,} \quad (2.6)$$

$$Q_{общ} = 3,4 \cdot 0,53 = 1,8 \text{ кВар.} \quad (2.7)$$

2.7 Подогрев вакуумных выключателей и приводов к ним

На отпаечной тяговой подстанции переменного тока вакуумные выключатели установлены:

- ОРУ – 220 кВ типа ВВК – 220
- ОРУ – 35 кВ типа ВВС – 35
- ОРУ – 27,5 кВ типа ВВК – 27,5

Устанавливаем два выключателя ВВК – 220. Мощность на обогрев каждого, согласно [13], равна 2,4 кВт. Определяем мощность $P_{н1}$, кВт:

$$P_{n1} = 2,4 * 2 = 4,8 \text{ кВт} \quad (2.8)$$

Устанавливаем девятнадцать выключателей ВВС – 35П. Мощность на обогрев каждого вакуумного выключателя этого типа, согласно [13], равна 1,6 кВт. Определим мощность P_{n2} , кВт:

$$P_{n2} = 1,6 * 19 = 30,4 \text{ кВт} \quad (2.9)$$

Устанавливаем девять выключателей ВВК – 27,5. Мощность на обогрев каждого выключателя данного типа, согласно [13], равна 0,8 кВт. Определим мощность P_{n3} , кВт:

$$P_{n3} = 0,8 * 9 = 7,2 \text{ кВт} \quad (2.10)$$

Мощность на обогрев одного привода к вакуумному выключателю, согласно [13], равна 0,8 кВт. Устанавливаем двадцать восемь приводов. Определяем мощность P_{n4} , кВт:

$$P_{n4} = 0,8 * 28 = 22,4 \text{ кВт} \quad (2.11)$$

2.8 Подогрев приводов разъединителей с моторными приводами

Норма расхода на подогрев одного привода, согласно [13], равна 0,8 кВт. Определим мощность P_{n5} , кВт:

$$P_{n5} = 0,8 * 18 = 14,4 \text{ кВт} \quad (2.12)$$

2.9 Обогрев ячеек КРУН

Установлено одиннадцать ячеек КРУН. Норма расхода на обогрев каждой ячейки, согласно [13], равна 1,2 кВт. Определим мощность P_{n6} , кВт:

$$P_{n6} = 1,2 * 11 = 13,2 \text{ кВт} \quad (2.13)$$

Потребляемая мощность P , кВт составляет сумму мощностей, рассчитанных в пунктах 1.2.1 – 1.2.9, и составит

$$P = 18,14 + 4,44 + 0,444 + 11,21 + 3,4 + 7,2 + 30,4 + 4,8 + 14,4 + 22,4 + 13,2 = 130 \text{ кВт.}$$

Далее нужно предусмотреть мощность зарядного и подзарядного агрегатов аккумуляторной батареи.

2.10 Выбор аккумуляторной батареи

Выбор аккумуляторной батареи производят исходя из аварийной работы электроустановки, когда к постоянной нагрузке батареи прибавляется нагрузка аварийного освещения и других приборов, переключающихся на питание от постоянного тока. Кроме того батарею проверяем по кратковременному толчковому току при включении выключателей, который не должен превосходить наибольший допустимый разрядный ток батареи. Батарея на подстанции работает в режиме постоянного подзаряда.

Для дальнейших расчетов составляем таблицу 1.8 нагрузок аккумуляторной батареи, и производим выбор зарядных и подзарядных агрегатов.

Таблица 1.8 – Нагрузки рабочего и аварийного режимов

Потребители постоянного тока	Число одновременно работающих шин	Мощность единицы, Вт	Нагрузка на батарею			
			длительная		кратковременная	
			Рдл, Вт	Идл, А	Ркр, Вт	Икр, А
Постоянно присоединенные приемники						
Лампы положения вакуумных выключателей (220 В)	32	10	320	2,9	-	-
Устройства автоматики	-	-	-	5,0	-	-
Приемники присоединенные при аварийном режиме						
Устройства телеуправления и телесигнализации	-	-	-	1,0	-	-

и						
Аварийное освещение	-	-	444	4,2		
Привод ПЭМУ (UкВ = 148 В) выключателя ВВС-35	-	-	-	-	25160	208
Итого	-	-	764	13,1	25160	208

Ток длительного разряда в аварийном режиме $I_{дл. Раз.} = 13,1 \text{ А}$.

Ток кратковременного разряда в аварийном режиме $I_{дл. Раз.} \text{ А}$:

$$I_{кр. раз.} = I_{дл. Раз.} + I_{вкл.}, \quad (2.14)$$

$$I_{кр. Разр.} = 13,1 + 208 = 221,1 \text{ А},$$

где $I_{вкл}$ – ток, потребляемый наиболее мощным приводом выключателя, А.

Определение расчетной емкости $Q_{расч.} \text{ А*ч}$, согласно [4]:

$$Q_{расч.} = I_{дл.раср.} * t_{ав}, \quad (2.15)$$

$$Q_{расч.} = 13,1 * 2 = 26,2 \text{ А*ч},$$

где $t_{ав}$ – длительность разряда при аварии, $t_{ав} = 2 \text{ часа}$, согласно [4]

Номер аккумуляторной батареи определяем по емкости, соответствующей току длительного разряда аварийного режима [4]:

$$N = 1,1 * Q_{расч.} / Q_{N=1}, \quad (2.16)$$

$$N = 1,1 * 26,2 / 22 = 1,31,$$

где $Q_{N=1}$ – емкость единичного аккумулятора при длительности разряда, равной длительности аварии, 22 А*ч .

Принимаем $N = 2$.

Выбранную батарею проверяем по току кратковременного разряда, согласно [4]:

$$I_{кр.разр} \leq 46 N, \quad (2.16)$$

Из выражения (1.23) найдем N:

$$N \geq I_{кр.разр}/46 = 221/46 = 4,8.$$

Принимаем $N = 5$.

Окончательно принимаем аккумуляторную батарею СК – 5. Полное число последовательно включенных элементов батареи определяем целесообразным напряжением разряда U_{min} одного элемента, принимаемого для СК – 1 – $U_{min} = 1,95$ В

$$n = U_{ш}/U_{min}, \quad (2.17)$$

$$n = 148/1,95 = 76,$$

где $U_{ш} = 148$ В – напряжение на шинах, для тяговых подстанций с первичным напряжением 220 кВ [4],

Число аккумуляторных элементов нормально питающих шин при режиме постоянного подзаряда вычислим по формуле

$$n_{подз} = U_{ш}/U_{подз}, \quad (2.18)$$

$$n_{подз} = 148/2,15 = 69,$$

где $U_{подз}$ – напряжение подзаряда, В, принимаем, согласно [4], равным $U_{подз} = 2,15$ В.

Число аккумуляторных элементов из формулы (1.25) равно

2.11 Выбор зарядного и подзарядного агрегатов

Мощность зарядного агрегата $P_{зар}$ для первоначальной формовки аккумуляторной батареи выбираем исходя из двухступенчатого режима заряда батареи. Зарядный ток первой ступени $I_{зар}$, А, согласно [4]:

$$I_{зар} = 3,6N, \quad (2.19)$$

$$I_{зар} = 3,6 * 5 = 18 \text{ А},$$

где N – номер выбранной аккумуляторной батареи.

Зарядный ток $I_{зар} = 18 \text{ А}$ – ток первой ступени до начала одновременного газообразования во всех банках и получения напряжения на шинах 2,15 В на каждый элемент.

Заряд второй ступени производим током меньшим первой ступени в течении 6 –8 часов до получения неизменного напряжения 2,15 В на каждый элемент батареи и одновременного газообразования.

Определим мощность зарядного агрегата $P_{зар}$, Вт

$$P_{зар} = U_{зар} * (I_{зар} + I_{пост}), \quad (2.20)$$

где $U_{зар}$ – напряжение зарядного агрегата, В.

Согласно [4], напряжение зарядного агрегата $U_{зар}$, В:

$$U_{зар} = n * 2,15 + (2 \div 3), \quad (2.21)$$

$$U_{зар} = 76 * 2,15 + 3 = 166 \text{ В},$$

где n – полное число элементов батареи, которое определим по (1.24).

Следовательно, решим выражение (1.27)

$$P_{зар} = 166 * (18 + 7,9) = 4300 \text{ Вт}.$$

Номинальный ток должен удовлетворять условию:

$$I_n \geq I_{зар} + I_{пост}, \text{ А}, \quad (2.22)$$

$$I_n \geq 22,3 \text{ А},$$

Выбираем, согласно [13], зарядный агрегат типа П – 85:

- мощностью 6,0 кВт;
- К.П.Д. = 83,4 %;
- С двигателем А – 61 – 4:

а) мощностью 10 кВт;

б) $K_m = 0,88$;

в) К.П.Д. = 87,5 %.

Согласно [4], мощность подзарядного агрегата $P_{подз}$, Вт:

$$P_{подз} \geq U_{ш} (I_{подз} + I_{пост}), \quad (2.23)$$

где $I_{подз}$ – ток подзаряда. Компенсирующий саморазряд батареи, А.

Ток подзаряда определяется по формуле, согласно [4], $I_{подз}$, А:

$$I_{подз} = 0,15 N, \quad (2.24)$$

$$I_{подз} = 0,15 * 5 = 0,75 \text{ А},$$

где N – номер выбранной аккумуляторной батареи, равной 5, что следует

Из выше найденного определим:

$$P_{подз} \geq 148 * (0,75 + 7,9) = 1280 \text{ Вт}$$

Выбираем подзарядный агрегат ВВС – 170/13:

- максимальная мощность 2,21 кВт

- выпрямленное напряжение 120 – 170 В;
- максимально выпрямленный ток 13 А.

2.12 Преобразователи СЦБ

На тяговой подстанции переменного тока устанавливаются два преобразователя по 55 кВт.

$$P_{\text{сцб}} = 55 * 2 = 110 \text{ кВт.}$$

2.13 Выбор трансформаторов собственных нужд

Данные расчетов для собственных нужд сводим в таблицу 2.2.

Из таблицы 2.2 получим суммарную активную мощность потребителей равной 190 кВт и суммарную реактивную мощность равной 40 кВар. Отсюда найдем общей мощности собственных нужд $S_{\text{с.н}}$, кВА

$$S_{\text{с.н}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.25)$$

$$S_{\text{с.н}} = \sqrt{190^2 + 40^2} = 194 \text{ кВА.}$$

На основании полученного результата выбираем для собственных нужд два трансформатора типа ТМ – 250/27,5/0,4 мощностью 250 кВА каждый.

Таблица 2.2 – Мощность собственных нужд тяговой подстанции

Наименование потребителей	Р _{уст} , кВт	К _{исп}	Сos φ	tg ψ	Q, кВар	P, кВт
Наружное освещение	18,40	0,7	1,00	-	-	12,70
Внутреннее освещение	4,44	0,7	1,00	-	-	3,10
Электрическое отопление	11,21	0,8	1,00	-	-	8,97
Электрообогрев аккумуляторной:						
а) калорифер I	22,00	1,0	1,00	-	-	22,00
б) калорифер II	11,00	0,2	1,00	-	-	2,20
Аварийное освещение	0,44	0,7	1,00	-	-	0,31
Обдув силовых трансформаторов	24,00	0,6	0,88	0,54	7,78	14,40
Вентиляция аккумуляторной	3,40	0,6	0,88	0,54	1,10	2,04

Продолжение таблицы 1.9

Обогрев вакуумных выключателей:						
а) ВВК – 220	4,80	0,7	1,00	-	-	3,40
б) ВВС – 35	30,40	0,7	1,00	-	-	21,00
в) ВВК – 27,5	7,20	0,7	1,00	-	-	5,04
г) ячеек КРУН	13,20	0,7	1,00	-	-	9,20
Обогрев приводов:						
а) вакуумных выключателей	22,40	0,7	1,00	-	-	15,68
б) разъединителей	14,40	0,7	1,00	-	-	10,08
Подзарядный агрегат	2,21	1,0	-	-	-	2,21
Зарядный агрегат	10,00	0,2	0,88	0,5	1,08	2,00
				4		
СЦБ	110,0	0,5	0,88	0,5	29,70	55,00
	0			4		
Итого						190,0
						0

Таблица 2.3 - Потери мощности и напряжения трансформатора собственных нужд

Тип	P_k , кВт	P_x , кВт	U_k , %
ТМ–250/35–74У1	3,7	0,96	6,5

2.14 Выбор кабеля питания ТСН

Кабели выбирают, прежде всего, по напряжению установки, по конструкции и по максимальному рабочему току.

Рассчитаем максимальный рабочий ток вторичной обмотки трансформатора собственных нужд, по которому будем выбирать кабель.

Исходя из условий:

$$I_{P.MAX} = \frac{S_{H.TCH} \cdot K_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H} ; \quad (2.26)$$

$$I_{P.MAX} = \frac{250 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505, A$$

где U_H – номинальное напряжение = 0.4кВ;

$K_{\text{п}}=1.4$ – коэффициент перегрузки;

$S_{\text{н.тсн}}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, для выбранного трансформатора $S_{\text{н.тсн}}=250$ кВА.

Выбираем по [12, с.401], 4^х жильный кабель ААБ-4*120 с алюминиевыми жилами сечением 120 мм² в количестве двух штук. Длительно допустимый ток такого кабеля $I_{\text{доп}} = 260$ А.

Для данного кабеля по [12]:

$$R_0 = 0,167 \text{ Ом/км,}$$

$$X_0 = 0,0596 \text{ Ом/км.}$$

На электродинамическую стойкость кабеля не проверяют, так как по конструкции кабель представляет собой балку, имеющую бесконечно много близких точек закрепления.

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Составление расчетной схемы и схемы замещения

Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих элементов по электродинамической и электрической устойчивости производителя по току трехфазного короткого замыкания, поэтому необходимо произвести расчет токов короткого замыкания для всех распределительных устройств (РУ) и однофазного замыкания на землю для РУ, питающего напряжения.

На основании исходных данных и принятой схемы главных электрических соединений подстанции составляется расчетная схема (рисунок 3.1), а по ней схема замещения (рисунок 3.2) подстанции.

Расчетная схема представляет собой упрощенную электрическую схему с указанием тех элементов электрической цепи и их параметров, которые влияют на токи короткого замыкания.

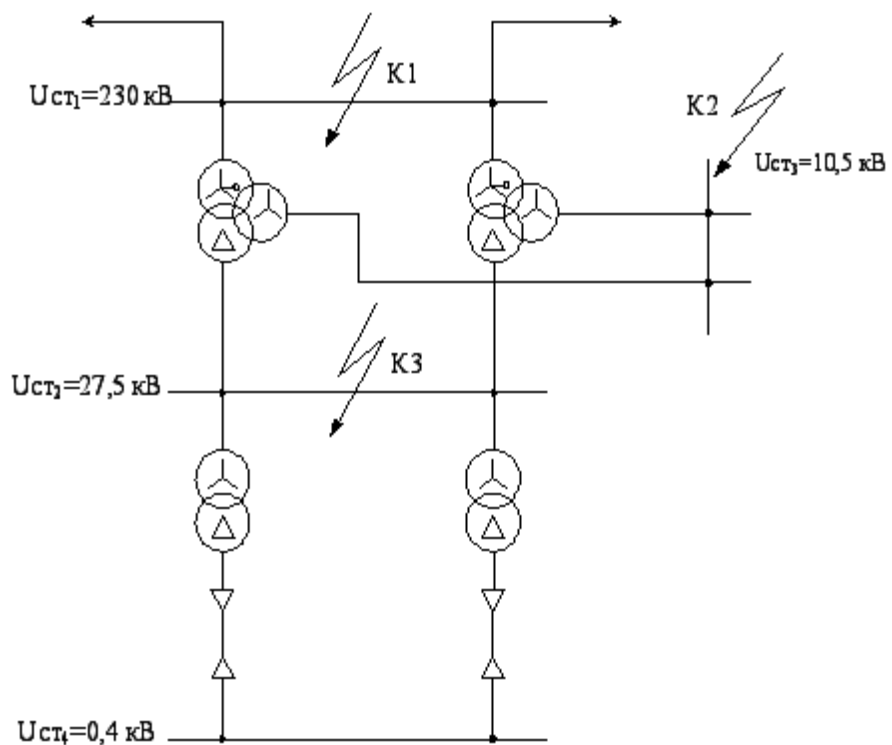


Рисунок 3.1 – Расчётная схема тяговой подстанции

Для вычисления токов короткого замыкания составим однолинейную расчётную схему с указанием на ней всех элементов цепи, по которым определяют сопротивление цепи короткого замыкания.

По данной расчётной схеме составляем схему замещения, которая представляет собой электрическую схему, элементами которой являются активные, емкостные или индуктивные сопротивления.

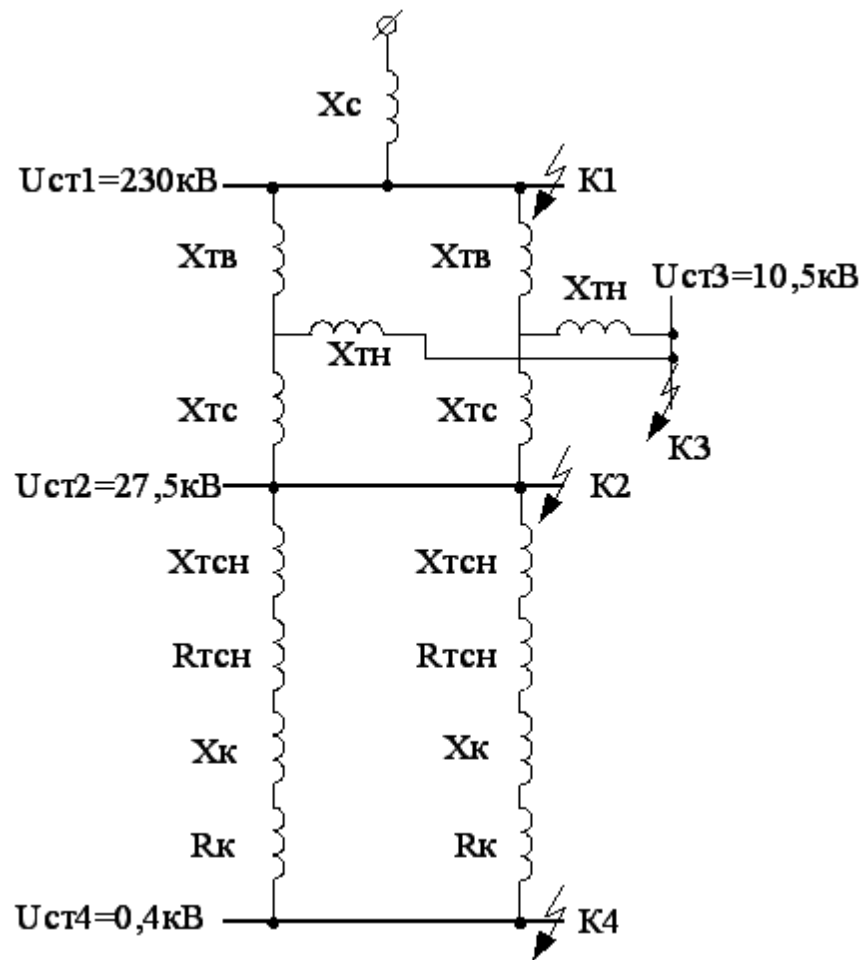


Рисунок 3.2 – Схема замещения тяговой подстанции

Все расчеты будем производить в именованных единицах.
 Сопротивление источника питания, Ом,

$$x_c = x_{\text{рез1}} = \frac{U_{\text{вл}}^2}{S_{\text{кз}}}, \quad (3.1)$$

где $U_{\text{вл}}$ – напряжение воздушной линии, подходящей к тяговой подстанции, кВ;
 $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания (КЗ) на шинах тяговой подстанции,

принимая 3244 МВА

Сопротивления обмоток понижающего силового, Ом, [4]:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{НОМ.ТР}}, \quad (3.2)$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{КС}}{100} \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{НОМ.ТР}}, \quad (3.3)$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{НОМ.ТР}}, \quad (3.4)$$

где $U_{КВ}$, $U_{КС}$, $U_{КН}$ – напряжения КЗ обмоток трансформатора (в нашем случае ТДТНЖ–40000), %;

$U_{СТ}$ – напряжение расчетной ступени, кВ;

$S_{НОМ.ТР}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Напряжения КЗ обмоток трансформатора, %, [6]:

$$U_{КВ} = \frac{1}{2} \cdot (U_{КВ-С} + U_{КВ-Н} - U_{КС-Н}), \quad (3.5)$$

$$U_{КС} = \frac{1}{2} \cdot (U_{КВ-С} + U_{КС-Н} - U_{КВ-Н}), \quad (3.6)$$

$$U_{КН} = \frac{1}{2} \cdot (U_{КВ-Н} + U_{КС-Н} - U_{КВ-С}), \quad (3.7)$$

где $U_{\text{КВ-С}}$, $U_{\text{КВ-Н}}$, $U_{\text{КС-Н}}$ – паспортные значения межобмоточных напряжений короткого замыкания, %.

Полное сопротивление ТСН, Ом, [6]:

$$Z_{\text{ТСН}} = \frac{U_{\text{К}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (3.8)$$

где $U_{\text{К}}$ – паспортное напряжение КЗ, %.

Активное сопротивление ТСН, Ом, [6]:

$$r_{\text{ТСН}} = \frac{P_{\text{К}} \cdot U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}^2}, \quad (3.9)$$

где $P_{\text{К}}$ – паспортное значение мощности КЗ трансформатора, кВт.

Индуктивное сопротивление ТСН, Ом, [6]:

$$X_{\text{ТСН}} = \sqrt{Z_{\text{ТСН}}^2 - r_{\text{ТСН}}^2}. \quad (3.10)$$

Индуктивное и активное сопротивления кабеля, Ом, [6]:

$$X_{\text{К}} = X_0 \cdot l_{\text{К}}, \quad (3.11)$$

$$r_{\text{К}} = r_0 \cdot l_{\text{К}}, \quad (3.12)$$

где X_0 и r_0 – паспортные удельные сопротивления кабельной линии, Ом/км;

l_k – длина кабеля, км.

Ток трехфазного КЗ, кА, [6]:

$$I_k^3 = \frac{U_{ст}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез}} \quad (3.13)$$

где $U_{ст}$ – напряжение ступени в месте короткого замыкания, кВ; $X_{рез}$ –

сопротивление системы в месте короткого замыкания, Ом.

Двухфазный ток КЗ, кА, [6]:

$$I_k^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^3 \quad (3.14)$$

Однофазный ток короткого замыкания (КЗ), кА, [6]:

$$I_k^1 = 0,55 \cdot I_k^3 \quad (3.15)$$

Ударный ток (значение тока спустя 0,01 с после начала КЗ), кА, [6]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k^3 \quad (3.16)$$

где k_y – ударный коэффициент, показывающий, во сколько раз ударный ток

КЗ больше амплитуды периодического тока КЗ, принимается по [7] или определяется по формуле:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{\tau_a}}$$

(3.17)

где τ_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с:

$$\tau_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}$$

(3.18)

где $X_{рез}$ и $r_{рез}$ – результирующие индуктивное и активное сопротивления до

точки короткого замыкания, Ом; ω – циклическая частота, рад/с.

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания до точки К₁.

Точка К₁ находится на шинах высокого напряжения.

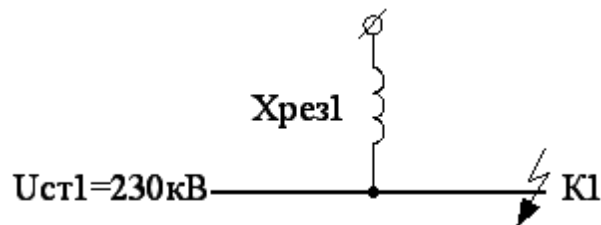


Рисунок 3.3 – Схема замещения до точки К₁

Произведем вычисления по формулам (3.1), (3.13)–(3.16):

$$x_c = x_{рез1} = \frac{(225,7 \cdot 10^3)^2}{3244 \cdot 10^6} = 15,7 \text{ Ом,}$$

$$I_k^3 = \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,70} = 8,46 \text{ кА,}$$

$$I_k^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,46 = 7,32 \text{ кА,}$$

$$I_k^1 = 0,55 \cdot 8,46 = 4,65 \text{ кА.}$$

Для шин напряжением 220 кВ $K_y = 1,72$ по [7], тогда:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 8,46 = 20,58 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания до точки K_2 .

Точка K_2 находится на шинах среднего напряжения.

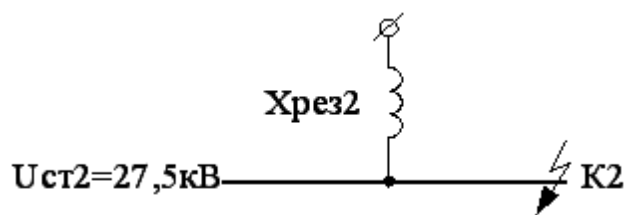


Рисунок 3.4 – Схема замещения до точки K_2

Результирующее сопротивление до точки K_2 будет складываться из сопротивления системы и суммы сопротивлений двух параллельно соединенных обмоток высокого и среднего напряжения трансформаторов.

Результирующее сопротивление $X_{рез2}$, Ом:

(3.19)

$$X_{\text{рез2}} = X'_c + \frac{X'_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТС}}}{2}$$

где X'_c – сопротивление системы, приведенное к напряжению 27,5кВ; $X'_{\text{ТВ}}$ – сопротивление высокой обмотки трансформатора, приведенное к напряжению 27,5 кВ.

Паспортные данные трансформатора ТДТНЖ-40000/220-76У1:

$$U_{\text{КВ-С}} = 12,5\%, \quad U_{\text{КВ-Н}} = 22\%, \quad U_{\text{КС-Н}} = 9,5\%.$$

Произведем вычисления по формулам (3.5)–(3.7) и (3.2)–(3.3):

$$U_{\text{КВ}} = \frac{1}{2} \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5 \quad \%$$

$$U_{\text{КС}} = \frac{1}{2} \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0 \quad \%$$

$$U_{\text{КН}} = \frac{1}{2} \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \quad \%$$

$$X'_{\text{ТВ}} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{(27,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 2,36 \quad \text{Ом,}$$

$$X_{\text{ТС}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{(27,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0 \quad \text{Ом.}$$

Произведем вычисления по формуле (3.19)

$$x_{рез2} = 15,70 \cdot \left[\frac{27,5 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3} \right]^2 + \frac{2,36}{2} = 1,41 \quad \text{Ом.}$$

Определив результирующее сопротивление до точки K_2 , рассчитываем токи короткого замыкания и ударный ток в той же последовательности, что и в предыдущем пункте, результаты расчёта сведём в таблицу 4.1.

Расчет токов короткого замыкания до точки K_3 .

Точка K_3 находится на шинах низкого напряжения.

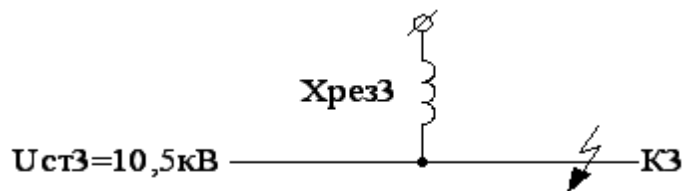


Рисунок 3.5 – Схема замещения до точки K_3

Результирующее сопротивление до точки K_3 будет складываться из сопротивления системы и суммы сопротивлений двух параллельно соединенных обмоток высокого и низкого напряжения трансформаторов.

Результирующее сопротивление $x_{рез3}$, Ом,

$$x_{рез3} = x_c'' + \frac{x_{ТВ}'' + x_{ТН}}{2}, \quad (3.20)$$

где x_c'' – сопротивление системы, приведенное к напряжению 10,5 кВ;

$x_{ТВ}''$ – сопротивление высокого обмотки трансформатора, приведенное к напряжению 10,5 кВ.

Произведем вычисления по формулам (3.2) и (3.4):

$$x_{me} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0,35 \quad \text{Ом,}$$

$$x_{тн} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 0,26 \quad \text{Ом.}$$

Произведем вычисления по формуле (3.20)

$$x_{резз} = 15,70 \cdot \left[\frac{10,5 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3} \right]^2 + \frac{0,35 + 0,26}{2} = 0,34 \quad \text{Ом.}$$

Расчет токов короткого замыкания до точки К₄.

При расчётах токов короткого замыкания в сетях с напряжением ниже 1000 В, необходимо учитывать активное сопротивление элементов цепи короткого замыкания, [6].

Точка К₄ находится на шинах низкого напряжения ТСН.

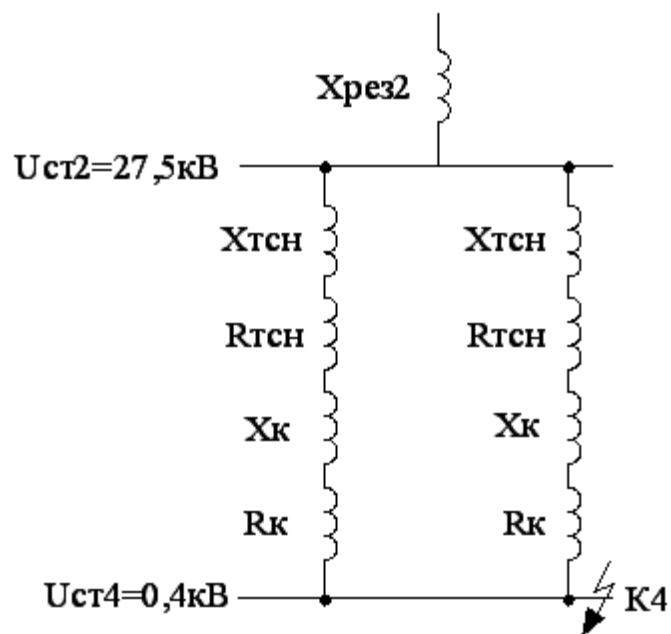


Рисунок 3.6 – Схема замещения до точки К₄

Результирующее индуктивное сопротивление до точки К₄.

$$X_{\text{рез4}} = X'_{\text{рез2}} + \frac{X_{\text{тсн}} + X_{\text{к}}}{2} \quad (3.21)$$

Результирующее активное сопротивление до точки К₄

$$r_{\text{рез4}} = \frac{r_{\text{тсн}} + r_{\text{к}}}{2} \quad (3.22)$$

Результирующее полное сопротивление в точке К₄

$$Z_{\text{рез4}} = \sqrt{X_{\text{рез4}}^2 + r_{\text{рез4}}^2} \quad (3.23)$$

Произведем вычисления по формулам (3.8)–(3.12), (3.21)–(3.23):

$$Z_{\text{тсн}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,4 \cdot 10^6} = 0,26 \cdot 10^{-1} \quad \text{Ом,}$$

$$r_{\text{тсн}} = \frac{5,5 \cdot 10^3 \cdot (0,4 \cdot 10^3)^2}{(0,4 \cdot 10^6)^2} = 0,55 \cdot 10^{-2} \quad \text{Ом,}$$

$$X_{\text{тсн}} = \sqrt{(0,26 \cdot 10^{-1})^2 - (0,55 \cdot 10^{-2})^2} = 0,25 \cdot 10^{-1} \quad \text{Ом,}$$

$$X_{\text{к}} = 0,81 \cdot 10^{-1} \cdot 0,03 = 2,43 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом,}$$

$$r_{\text{к}} = 3,29 \cdot 10^{-1} \cdot 0,03 = 9,87 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом,}$$

$$x_{\text{рез4}} = 1,41 \cdot \left[\frac{0,4 \cdot 10^3}{27,5 \cdot 10^3} \right]^2 + \frac{0,25 \cdot 10^{-1} + 2,43 \cdot 10^{-3}}{2} = 0,14 \cdot 10^{-1} \quad \text{Ом,}$$

$$r_{\text{рез4}} = \frac{0,55 \cdot 10^{-2} + 9,87 \cdot 10^{-3}}{2} = 7,69 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом,}$$

$$z_{\text{рез4}} = \sqrt{(0,14 \cdot 10^{-1})^2 + (7,69 \cdot 10^{-3})^2} = 0,16 \cdot 10^{-1} \quad \text{Ом.}$$

Произведем вычисления по формулам (3.17)–(3.18)

$$\tau_a = \frac{0,14 \cdot 10^{-1}}{314 \cdot 7,69 \cdot 10^{-3}} = 0,58 \cdot 10^{-2} \quad \text{с,}$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,58 \cdot 10^{-2}}} \approx 1,18$$

Определив результирующее сопротивление до точки К₃ и К₄, рассчитываем токи короткого замыкания и ударный ток в той же последовательности, что и в предыдущем пункте, результаты расчёта сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1–Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка кз	U _{ст} , кВ	x(z) _{рез} , Ом	I _к ³ , кА	I _к ² , кА	I _к ¹ , кА	i _y , кА
К ₁	230,0	15,70	8,46	7,32	4,65	20,58
К ₂	27,5	1,41	11,28	9,77	–	25,52
К ₃	10,5	0,34	17,99	15,58	–	48,34
К ₄	0,4	0,014	16,5	11,63	-	27,4

3.3 Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции

При расчете максимальных рабочих токов, принимается наибольший

рабочий ток присоединения с учетом допустимой нагрузки длительностью не менее 30 минут, но более 6 часов, в течение не более 5 суток. При расчете максимальных рабочих токов присоединений учитывается возможность 4-кратной перегрузки трансформаторов, согласно [2]. Для выбора линий тяговых потребителей предусматривается запас на перспективу, который принимают 30 % существующей мощности потребителей, исходя из обоснования, приведенного в [9].

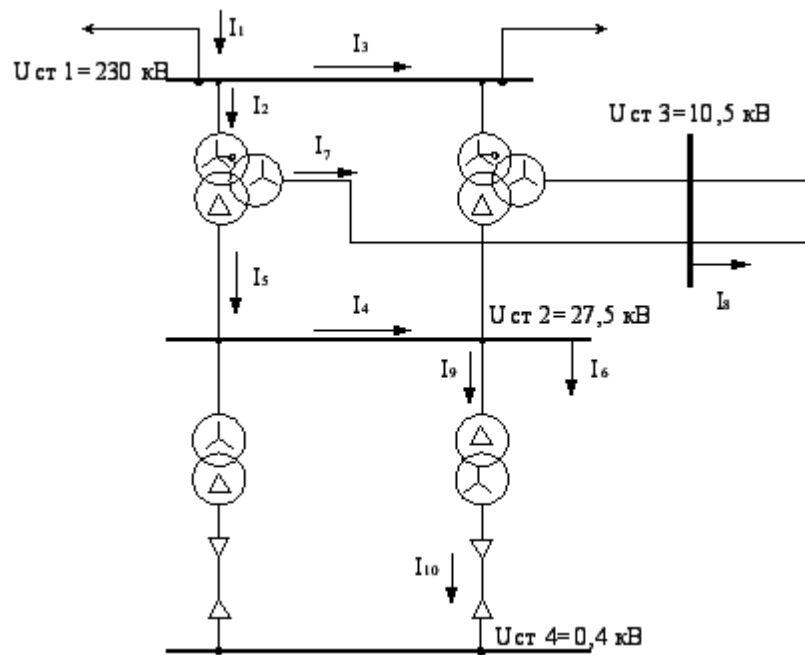


Рисунок 3.7 – Расчетная схема максимальных рабочих токов присоединений тяговой подстанции

Максимальный рабочий ток ввода тяговой подстанции,

$$I_1 = \frac{K_{пер} \cdot S_{тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.24)$$

где $K_{пер}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов; $S_{шт}$ – номинальная мощность тяговой подстанции, кВА; $U_{ном}$ – номинальное напряжение на вводе подстанции или номинальное напряжение расчетной точки, кВ.

Максимальный рабочий ток обмотки высокого напряжения понизительного трансформатора,

$$I_2 = \frac{K_{пер} \cdot S_{ном тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.25)$$

где $S_{ном тр}$ – номинальная мощность понизительного трансформатора, кВА.

Максимальный рабочий ток перемычки,

$$I_3 = I_1 - I_2$$

Максимальный рабочий ток сборных шин РУ–27,5 кВ,

$$I_4 = \frac{K_{пер} \cdot K_{рн} \cdot S_{ном тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.26)$$

где $K_{рн}$ – коэффициент распределения нагрузки по сборным шинам, принимаем

0,5.

Максимальный рабочий ток ввода 27,5 кВ,

(3.27)

$$I_5 = \frac{K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{T max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где $S_{\text{T max}}$ – мощность потребителей, присоединенных к шинам тягового

электрооборудования, кВА; $K_{\text{пр}}$ – коэффициент перспективы развития, принимаем

30%.

Максимальный рабочий ток фидера 27,5 кВ,

$$I_6 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{max ф}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

(3.28)

где $S_{\text{max ф}}$ – максимальная мощность одного фидера, кВА.

Максимальный рабочий ток ввода 10,5 кВ,

(3.29)

$$I_7 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{р max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где $S_{\text{р max}}$ – максимальная полная средняя мощность нетяговых потребителей

подключенных к районной обмотке силовых трансформаторов, кВА.

Максимальный рабочий ток фидера 10,5 кВ,

$$I_8 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{max ф}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

(3.30)

где $S_{\text{max ф}}$ – максимальная мощность одного фидера, кВА.

Максимальный рабочий ток ввода ТСН,

$$I_9 = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ном тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

(3.31)

где $S_{\text{ном тр}}$ – номинальная мощность ТСН, кВА.

Максимальный рабочий ток вывода с ТСН,

$$I_{10} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ном тт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

(3.32)

Произведем вычисления по формулам (3.24)–(3.30):

$$I_1 = \frac{1,4 \cdot 80000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 281,15 \text{ А,}$$

$$I_2 = \frac{1,4 \cdot 40000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 140,57 \text{ А,}$$

$$I_3 = 281,15 - 140,57 = 140,58 \text{ А,}$$

$$I_4 = \frac{1,4 \cdot 0,5 \cdot 40000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,5 \cdot 10^3} = 587,85 \text{ А,}$$

$$I_5 = \frac{1,3 \cdot 32662,01 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,5 \cdot 10^3} = 891,44 \text{ А,}$$

$$I_6 = \frac{1,4 \cdot 1,3 \cdot 17142,71 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 27,5 \cdot 10^3} = 655,03 \text{ А,}$$

$$I_7 = \frac{1,4 \cdot 1,3 \cdot 3779,27 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 378,21 \text{ А,}$$

$$I_8 = \frac{1,4 \cdot 1,3 \cdot 1617,58 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 161,88 \text{ А.}$$

3.4 Проверка электрических аппаратов и токоведущих элементов по термической стойкости в режиме КЗ

Согласно [6] расчетную продолжительность КЗ при проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость при КЗ следует определять сложением времени действия основной релейной защиты, в зону действия которой входят проверяемые проводники и аппараты, и полного времени отключения ближайшего к месту КЗ выключателя.

При наличии устройства автоматического повторного включения (АПВ) следует учитывать суммарное термическое действие тока КЗ.

При расчетной продолжительности КЗ до 1 с процесс нагрева проводников под действием тока КЗ допустимо считать адиабатическим, а при расчетной продолжительности более 1 с и при небыстродействующих АПВ следует учитывать теплоотдачу в окружающую среду.

Для проверки электрических аппаратов и токоведущих элементов по термической устойчивости в режиме короткого замыкания необходимо определить величину теплового импульса для всех РУ. В тех случаях, когда $t_{откл} \geq 3T_a$, тепловой импульс (интеграл Джоуля) и термически эквивалентный ток КЗ допустимо определять по формулам:

$$B_K = I_{ПС}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{ПС}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), кА; T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с принимаем по [9]; $t_{откл}$ – время отключения тока КЗ, с.

Время отключения тока КЗ, с., рассчитывается по формуле [6]

$$t_{откл} = t_{св} + t_{ср} + t_{рз},$$

где $t_{рз}$ – время выдержки срабатывания основной защиты, с.; $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя с приводом, с.; $t_{ср}$ – собственное время срабатывания защиты, 0,1 с.

Приведём пример расчета для ОРУ-220кВ:

$$t_{откл} = 0,06 + 0,1 + 2,0 = 2,16, \text{ с},$$

$$B_K = 3,01^2 \cdot (2,16 + 0,03) = 19,84, \text{ A}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчета сводим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета

Наименование РУ	$I_{пс}$, кА	$t_{рз}$, с	$t_{св}$, с	$t_{отк}$, с	T_a	$B_k \cdot 10^6$, А ² ·с
ОРУ-220 кВ	3,01	2,0	0,06	2,16	0,03	19,84
ОРУ-27,5кВ	10,19	1,6	0,07	1,77	0,02	185,87
Фидеры 27,5кВ		0,6	0,07	0,77	0,02	82,03
РУ-10 кВ	17	1,8	0,03	1,93	0,15	601,12
Фидеры 10 кВ		0,6	0,03	0,73	0,01	213,86

4. ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

4.1 Выбор шин и токоведущих элементов

Для распределительных устройств, напряжением 27,5 кВ и выше применяют гибкие шины из провода АС.

Характеристика условий выбора гибких шин:

1. По длительно допускаемому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р max}}$$

где $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток для выбранного сечения, А; $I_{\text{р max}}$ - максимальный рабочий ток сборных шин, А.

2. По термической стойкости

$$q \geq q_{\text{min}}$$

где q - выбранное сечение, мм²; q_{min} - минимально допустимое сечение токоведущей части по условию её термической стойкости, мм².

Выбор сборных шин и коротких кабельных вставок (ТСН) производится по условиям длительного (номинального) режима работы и устойчивости в режиме КЗ. Расчёт производится по методике изложенной в [5].

Гибкие шины и кабели не проверяют по экономической целесообразности.

Минимальное, по условию допустимой температуры нагрева в режиме КЗ, сечение шины, мм²

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}} \cdot 10^6}}{C}; \text{ мм}^2$$

где $C = \left| \frac{A \cdot C^{1/2}}{\text{мм}^2} \right|$ – принимаем в зависимости от материала шины для

алюминиевых шин и неизолированных алюминиевых проводов, $C=88, \frac{A \cdot C^{1/2}}{\text{мм}^2}$;

Пример расчета для питающих вводов 220 кВ.

Для сборных шин ОРУ- 220 кВ максимальный рабочий ток рассчитан в таблице 3, $I_{P.MAX} = 301,58 \text{ A}$.

Согласно ГОСТ 839–80 по [4] принимаем шинопровод АС-240мм, допустимый ток такого неизолированного провода вне помещений составляет:

$I_{доп} = 330 \text{ A}$, следовательно, условие $I_{доп} \geq I_{p \max}$ выполняется,

$$330 > 301,58 \text{ A}.$$

Рассчитаем минимальное, по условию допустимой температуры нагрева в режиме КЗ, сечение шины для ОРУ-220 кВ по формуле [5]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{19,84 \cdot 10^6}}{88} = 50,6 \text{ мм}^2.$$

Номинальное сечение провода АС-95/16 составляет 92,4 мм² что также больше рассчитанного минимального сечения шины, по условию допустимой температуры нагрева в режиме КЗ, $q_{\min} = 50,33 \text{ мм}^2$

Проверка по условию отсутствия коронирования:

$$0,9 \times E_0 \geq 1,07 \text{ Э}$$

где E_0 - начальная критическая напряженность электрического поля, при которой возникает корона;

E - фактическая напряженность электрического поля

вокруг поверхности провода выбранного сечения.

Определяем начальную критическую напряженность:

$$E_{0нп} = 30,3 \times m \times (1 - 0,299 / \sqrt{r})$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода,

равный 0,82; $r_{\text{пр}}$ - радиус провода выбранного сечения, равный 0,675 см.

$$E_0 = 30,3 \times 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}} \right) = 33,9 \text{ кВ/см.}$$

Определяем фактическую напряженность:

$$E = \frac{0,345 \times U}{r_{\text{пр}} \times \text{Lg}(D_{\text{ср}} / r_{\text{пр}})}$$

где U – линейное напряжение, кВ, $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26D$$

где $D_{\text{ср}}$ – расстояние между соседними фазами, для напряжения 220 кВ $D=400$ см [4].

$$E = \frac{0,345 \times 220}{0,675 \times \text{Lg}(504 / 0,675)} = 16,99 \text{ кВ/см}$$

Выполняем проверку по условию отсутствия коронирования:

$$0,9 \times 33,9 > 1,07 \times 6,99 \text{ кВ/с}$$

$$30,51 > 18,179 \text{ кВ/с}$$

Аналогично выбираем остальные шины и результаты выбора сводим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Выбор шин

Наименование РУ	Тип провода	Длительный режим	Проверка по режиму короткого замыкания	По условия отсутствия короны
		$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р. max}}$	$q_n \geq q_{\text{min}}$	$0,9 \times E_0 > 1,07 \times \text{Ж}$
1. Питающие вводы 220кВ	АС-240	330>301,58	92,4>50,6	30,51 > 18,179
2. Ввод 220кВ		330>150,79		
3.Сборные шины 220кВ		330>182,96		
4. Ввод ОРУ 27,5 кВ	2хАС-300/66	1360>1261	288,3>154,93	28,72>1,81
5. Шины 27,5 кВ	2хАС-300/66	1360>882,81	300>154,93	28,72>1,81
6. Фидеры районной нагрузки 27,5 кВ	АС-50/8	165>138,7	49,5>26,069	32,68>12,36
7. Ввод РУ 10 кВ	АС-500/72	1050>625,27	580,0>160,88	27,55>1,567

В КРУН – 10 кВ открытого типа применяются алюминиевые шины. Эти шины проверяются на электродинамическую стойкость из условия:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение, Мпа. Для алюминиевых шин $\sigma_{\text{доп}} = 40$ Мпа; $\sigma_{\text{расч}}$ – механическая стойкость, возникающая в шинах при коротком замыкании, Мпа.

$$\sigma_{\text{расч}} = 1,76 \times \frac{\ell^2 i_y^2}{aw} \times 10^{-8}$$

где ℓ – расстояние между соседними опорными изоляторами, м. Из [4] $\ell = 1$ м;
 a – расстояние между осями шин соседних фаз, м. Из [4] $a = 0,25$ м; i_y – ударный ток трехфазного короткого замыкания, кА: $i_y = 59,89$ кА,

W – момент сопротивления шины относительно оси перпендикулярной действию усилия, м^3 . При расположении шины плашмя.

$$W = \frac{bh^3}{6}$$

где b – толщина шины, м. По [4] $b = 0,003$ м; h – ширина шины, м. По [4] $h = 0,015$ м.

$$W = 0,003 \times \frac{0,015^3}{6} = 0,112 \times 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 1,76 \times \frac{1^2 \times 59,89^2}{0,25 \times 0,112 \times 10^{-6}} \times 10^{-8} = 22,54 \text{ МПа}$$

Шины механически устойчивы, так как выполняется условие :

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$$

$$40 > 22,54$$

4.2 Выбор изоляторов

Руководствуясь [4], гибкие шины ОРУ-220 кВ подвешиваются на гирляндах из 8 подвесных изоляторов ПС-70. Гибкие шины ОРУ-27,5 кВ – на 3-х изоляторах ПС-70, а ОРУ-35 на 4 изоляторах ПС-70.

Для РУ - 10кВ применяются опорные (ОНШ-10-500УХЛ) и проходные (ИП-10-2000-250УХЛ1) изоляторы, проверку которых производим по следующему условию.

$$F \leq 0,6 \cdot F_{\text{РАЗР}} \quad (4.1)$$

где F – сила, действующая на изолятор; $F_{\text{РАЗР}}$ – разрушающая нагрузка на

изгиб изолятора из паспортных данных, Н.

Для опорных изоляторов силу, действующую на изолятор согласно [4], определим по формуле

$$F = 0,176 \cdot \frac{i_y^2}{a} \quad (4.2)$$

где a – расстояние между осями соседних фаз.

$$F = 0,176 \cdot \frac{10,2^2}{0,25} = 73$$

По допустимой нагрузке выбранный изолятор проходит, так как условие выполняется $0,073 \leq 0,6 \cdot 3,75 = 2,25$ кН.

Для проходных изоляторов силу, действующую на изолятор согласно [4], определим по формуле

$$F = 0,088 \cdot \frac{i_y^2}{a}$$

$$F = 0,088 \cdot \frac{10,2^2}{0,25} = 36,62$$

Выбранный изолятор также проходит по допустимой нагрузке, так как условие выполняется $3,63 \leq 0,6 \cdot 80 = 48$ кН.

Выбор изоляторов приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Выбор изоляторов

Наименование РУ	Тип изолятора	Количество изоляторов
ОРУ – 220 кВ	ПС-70	8
ОРУ – 27,5 кВ	ПС-70	4
ОРУ-35	ПС-70	3
РУ – 10 кВ	ОНШ–10–5УХЛ, ИП–10 /2000–250УХЛ1	–

4.3 Выбор высоковольтных вакуумных выключателей

Производим по справочным материалам [7]. Выбираем в зависимости от места установки и условий работы, по напряжению и току так, чтобы выполнялись условия:

$$U_n \geq U_p, \text{ кВ}$$

$$I_n \geq I_{\text{раб.н}}, \text{ А}$$

Выбранный выключатель проверяем, согласно [4], по условию на динамическую устойчивость:

$$i_{y \max} \geq i_y, \text{ кА}$$

где $i_{y \max}$ – наибольшее значение ударного тока для данного аппарата по паспорту, кА; i_y – ударный ток короткого замыкания для рассматриваемого участка цепи, кА.

На термическую устойчивость:

$$I_{tn} \geq I_{tp}, \text{ кА}$$

где I_{tn} – ток термической устойчивости по паспорту, кА;

I_{tp} – расчетный ток термического действия, который должен выдерживать выключатель в течении t_c , кА.

$$I_{tp} = I_{\infty} \times \sqrt{\frac{t_p}{t}}$$

По номинальному отключаемому току:

$$I_{н.откл.} \geq I''', \text{ кА}$$

По минимальной отключающей мощности:

$$S_{н.откл.} \geq S''', \text{ кВА}$$

Результаты выбора и проверки выключателей по проектируемой тяговой подстанции сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор и проверка высоковольтных вакуумных выключателей

Наименование присоединения	Кол-во выключателей	Тип выключателя	Тип привода	Каталожные данные				Расчетные параметры					
				Un, кВ	In, А	Imax, кА	In.отк, кА	Uраб, кВ	Ip.н, А	iy, кА	Iк, кА	Sкз, МВА	Iч.рас, кА
Вводы в 220 кВ	2	ВВК - 220	ПЭМУ-500	220	1000	20	20	220	588,3	16,9	6,8	13,51	
Вводы в ОРУ-27,5	2	ВВС - 35	ПЭМУ-500	35	630		20	35	442,6	13,74	5,74	349	3,63
Сборные шины 27,5 кВ	1	ВВС - 35	ПЭМУ-500	35	630		20	35	619,6	13,74	5,74	349	3,63
Районные потребители 35 кВ	2	ВВС - 35	ПЭМУ-500										
а) цементная промышленность	1	ВВС - 35	ПЭМУ-500	35	630		20	35	108,5	13,74	5,74	349	3,63
б) городская нагрузка				35	630		20	10	81	3,94	1,55	28,25	0,85
Вводы в ОРУ-27,5 кВ	2	ВВС - 35	ПЭМУ-500	35	1000		20	27,5	840,8	31,7	13,1	340,1	5,5
Питающие линии контактной сети	7	ВВК - 27,5	ПЭМУ-200	27,5	1000		20	27,5	600	31,7	13,1	340,1	5,5
Линейные потребители 27,5 кВ и трансформаторы собственных нужд	4	ВВС - 35	ПЭМУ-500	35	1000		20	27,5	7,3	31,7	13,1	340,1	5,5

4.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбираем в зависимости от места установки по рабочему напряжению и току, согласно [4], по условиям

$$U_n \geq U_p, \text{ кВ}$$

$$I_{1n} \geq I_{\text{раб.м}}, \text{ А}$$

где I_{1n} – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

Выбранный отдельно стоящий трансформатор тока проверяем на динамическую устойчивость

$$i_{y \max} \geq i_y$$

или

$$\sqrt{2} \times K_{1n} \times K_d ;$$

где K_d – коэффициент динамической устойчивости для данного типа трансформатора тока по паспорту;

Проверяем на термическую устойчивость по односекундному току

$$I_{1с.п} \geq I_{1с.р}$$

или

$$K_{1n} \times I \geq K_t \times \sqrt{I_{ср}}$$

где $I_{1с.п}$ – односекундный ток по паспорту, кА; $I_{1с.р}$ – односекундный расчетный ток, кА; K_t – коэффициенты термической устойчивости для данного типа трансформатора тока по паспорту.

Проверку трансформаторов тока по классу точности и по 10 % погрешности производим только для трансформаторов тока к которым подключены реле и приборы защиты заданных для расчета.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока приведены в таблице 4.4. Во избежание загробления расчетных счетчиков, они выбраны на действительные максимальные рабочие токи районных потребителей 35 кВ без учета коэффициента перспективности Кпер. Встроенные трансформаторы тока на устойчивость против токов короткого замыкания не проверяем [4].

Типы трансформаторов тока и их параметры подбираем по [13].

Таблица 4.4 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Наименование присоединений	Тип трансформатора	Напряжение		Ток		Номинальное напряжение вторичной обмотки			К-Т устойчивости	
		Ur, кВ	Un, кВ	Iраб, А	In, А	0,5	1	3	Kg	Kт
						В				
Вводы № 1 и 2 220 кВ	ТБМО-220 УХЛ1	220	220	588,5	600	-	-	30/12	-	-
Ввод в ОРУ 27,5 кВ	ТФЗМ – 35А-У1	35	35	442,6	500		100/4		100	65
Районные потребители 35 кВ а) цементная промышленность б) городская нагрузка	ТФЗМ – 35А-У1	35	35	108,5	200	30/1,2	60/2,4		100	32,5
	ТФЗМ – 35А-У1	35	35	183						
Вводы в трансформатор ТФЗМ 1000/35	ТФЗМ – 35А-У1	35	35	100			20/0,9			
Вводы в РУ – 10кВ	ТПЛ - 10	10	10	81,0	100			30/1,2		

Таблица 4.5 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Наименование присоединений	Проверка устойчивости	Приборы и реле подключенные ко вторичной обмотке трансформатора тока	
	Динамическая	Термическая	
	$\sqrt{2}I_n * K_y \geq i_y$	$I_n * K_m \geq I_0 \sqrt{t_p}$	
Вводы № 1 и 2 220 кВ	Не проверяется	Максимальная защита, дифференциальная защита трансформатора, максимальная направленная защита, реле перегрузки, реле включения обдува, амперметр	
Ввод в ОРУ 27,5 кВ	$\sqrt{2} * 0,5 * 100 = 70,7 > 1,61$	$0,5 * 65 = 32,5 > 7,86$	Реле перегрузки, амперметр, диф. защита трансформатора
Районные потребители 35 кВ а) цементная промышленность б) городская нагрузка			Счетчики активной и реактивной энергии, защита нулевой последовательности, токовая отсечка, максимальная защита, амперметр
Вводы в трансформатор ТФЗМ 1000/35	Не проверяется	Максимальная токовая защита, реле перегрузки, амперметр	
Вводы в РУ – 10кВ	Не проверяется	Максимальная токовая защита, реле перегрузки, амперметр	

Таблица 4.6 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Наименование присоединений	Тип трансформатора	Напряжение		Ток		Номинальное напряжение вторичной обмотки			К-Т устойчив	
		U _p , кВ	U _n , кВ	I _{раб} , А	I _n , А	0,5	1	3	Kg	Kт
						В				
Районные потребители 10 кВ а) жел. дор. узел. б) локомотивное депо в) автоблокировка	ТПЛ – 10	10	10	73,1	10	10/0,4		30/1,2	250	60
	ТПЛ - 10	10	10	37,7	40	10/0,4		30/1,2	250	60
	ТЛП - 10	10	10	6,21	30	10/0,4		30/1,2	250	60
Вводы в ОРУ –	ТФЗМ – 35А-	35	27,	1180	20	30/1,	60/2,		50	32,

27,5 кВ	У1		5		00	2	4			5
Питающие линии к.с	ТФЗМ – 35А – У1	35	27,5	600	600	20/0,8	100/4	-	100	65
Трансформаторы собственных нужд	ТФЗМ – 35А – У1	35	27,5	4,7	30	-	100/4	-	150	65
Линейные потребители 27,5 кВ	ТФЗМ – 35А – У1	35	27,5	10,2	30	30/2	100/4	-	150	65

Таблица 4.7 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Наименование присоединений	Проверка устойчивости		Приборы и реле подключенные ко вторичной обмотке трансформатора тока
	Динамическая	Термическая	
	$\sqrt{2}I_n * K_y \geq iy$	$I_n * K_m \geq I_o \sqrt{tp}$	
Районные потребители 10 кВ а) жел. дор. узел. б) локомотивное депо в) автоблокировка	35,9 > 4,0 14 > 3,94 10,6 > 3,94	6 > 1,7 2,4 > 1,7 1,8 > 1,7	Максимальная токовая защита, токовая отсечка, счетчики активной и реактивной энергии, амперметр
Вводы в ОРУ – 27,5 кВ	141,2 > 3,7	65 > 10,9	счетчики активной и реак-тивной энергии, амперметр
Питающие линии к.с	84,8 > 3,7	35 > 10,9	токовая отсечка, дистанционная защита, амперметр
Трансформаторы собственных нужд	6,36 > 3,7	1,95 > 1,3	Максимальная токовая защита, реле перегрузки
Линейные потребители 27,5 кВ	6,3 > 3,7	1,95 > 1,3	счетчики активной и реак-тивной энергии, максимальная токовая защита, токовая защита, амперметр

Таблица 4.8– Выбор и проверка разъединителей

Наименование присоединение		Тип разъединителя	Тип привода	Количество
Вводы 1 и 2 220 кВ а) разъединители б) на первичную обмотку трансформ.	Л	РНДЗ-2-220/630	ПДН -1 -У1	2
	Т	РНДЗ-2-220/630	ПР – У1	2
Перемычка 220 кВ		РНДЗ-2-220/630	ПР – У1	1
		РНДЗ-2-220/630	ПДН1 - У1	1
Вводы в ОРУ – 27,5кВ	Т	РНДЗ-2-35/630	ПР – У1	2
	Ш	РНДЗ-1-35/630	ПР – У1	2
Районные потребители 35кВ	Ш	РНДЗ-1-35/630	ПР – У1	3
	П	РНДЗ-2-35/630	ПР – У1	3
Ввод в КРУН-220 кВ	Ш	РНДЗ-1-35/630	ПР – У1	2

Трансформаторы напряжения и разряд.	Ш	РНДЗ-2-35/630	ПР – У1	2
Вводы в ОРУ-27,5	Т	РНДЗ-2-35/ 1000У1	ПР-20ЛП-У1	2
	Ш	РНДЗ-1-35/ 1000У1	ПР- 90- У1	2
Секционный ОРУ-27,5	Ш	РНДЗ-1-35/ 1000У1	ПР-90А-У1	1
Питающие линии контактной сети	Ш	РНДЗ-1-35/630 У1	ПР-90А-У1	7
	Л	РНДЗ-1-35/630У1	УМПЗ-2	
Трансформаторы собственных нужд	Ш	РНДЗ-1-35/630 У1	ПР- 90- У1	2
	Л	РНДЗ-2-35/630 У1	ПР- 90- У1	2
Трансформаторы напряжения и разрядники 27,5 кВ	Ш	РНДЗ-2-110/630	ПР- 90- У1	2
Линейные потребители 27,5 кВ	Ш	РНДЗ-1-110/630	ПР- 90- У1	3
	Л	РНДЗ-1-110/630	УМПЗ-2	2

Таблица 4.9– Выбор и проверка разъединителей

Наименование присоединение	Паспортные данные				Расчетные данные			
	U _{н1} , кВ	I _{н1} , А	i _{max} , кА	I _{тн} , кА	U _{раб} , кВ	I _{р.н} , А	i _у , кА	I _{тр} , кА
Вводы 1 и 2 220 кВ а) разъединители б) на первичную обмотку трансформ.	220	630	80	22	220,0	588,5	16,90	5,55
	220	630	80	22	220,0	294,3	16,90	5,55
Перемычка 220 кВ	220	630	80	22	220,0	588,5	16,90	5,55
	220	630	64	20	220,0	588,5	16,90	5,55
Вводы в ОРУ – 27,5кВ	35	630	64	20	35,0	442,6	13,74	3,63
	35	630	64	20	35,0	442,6	13,74	3,63
Районные потребители 35кВ	35	630	64	20	35,0	108,5	13,74	3,63
	35	630	64	20	35,0	183,0	13,74	3,63
Ввод в КРУН-220 кВ	35	630	64	20	35,0	81,0	13,74	3,63
Трансформаторы напряжения и разряд.	35	630	64	20	35,0		13,74	3,63
Вводы в ОРУ-27,5	35	1000	64	20	27,5	840,8	31,70	5,40
	35	1000	64	20	27,5	840,8	31,70	5,40
Секционный ОРУ-27,5	35	1000	64	20	27,5	1180,0	31,70	5,40
Питающие линии контактной сети	35	630	64	20	27,5	600,0	31,70	5,40
Трансформаторы собственных нужд	35	630	64	20	27,5	7,3	31,70	5,40
	35	630	64	20	27,5	7,3	31,70	5,40
Трансформаторы напряжения и разрядники 27,5 кВ	35	630	64	20	27,5	-	31,70	5,40
Линейные потребители 27,5 кВ	35	630	64	20	27,5	-	31,70	5,40
	35	630	64	20	27,5	-	31,70	5,40

4.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Для упрощения расчетов нагрузку однофазных ТН, соединенных в трехфазную группу, можно вычислить, не разделяя её по фазам.

Нагрузка приборов, неразделённая по фазам

$$S_2 = \sqrt{(\sum S_{\text{ПРИБ}} \cdot \cos \phi_{\text{ПРИБ}})^2 + (\sum S_{\text{ПРИБ}} \cdot \sin \phi_{\text{ПРИБ}})^2} \quad (4.3)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая обмоткой напряжения прибора кВА

$$\cos \phi_{\text{ПРИБ}} = 0,38 \quad \text{– для счётчиков; для остальных приборов} \quad \cos \phi_{\text{ПРИБ}} = 1$$

Необходимый класс точности ТН зависит от его назначения и выбирается по тем же соображениям, что и для трансформаторов тока. Потерю мощности в соединительных проводах обычно не учитывают.

Мощность для ЗРУ-10 кВ

$$S_2 = \sqrt{(3.6 \cdot 12 \cdot 0.38 + 3 \cdot 2 + 0.5 \cdot 12)^2 + (3.6 \cdot 12 \cdot 0.925)^2} = 40.76 \quad \text{ВА,}$$

Мощность для ОРУ-27,5 кВ

$$S_2 = \sqrt{(3.6 \cdot 6 \cdot 0.38 + 3 \cdot 2 + 0.5 \cdot 8)^2 + (3.6 \cdot 6 \cdot 0.925)^2} = 27 \quad \text{ВА,}$$

Мощность для ОРУ-35 кВ

$$S_2 = \sqrt{(3.6 \cdot 2 \cdot 0.38 + 3 \cdot 2 + 0.5 \cdot 4)^2 + (3.6 \cdot 2 \cdot 0.925)^2} = 12.6 \quad \text{ВА,}$$

Мощность для ОРУ-220 кВ

$$S_2 = \sqrt{(3.6 \cdot 2 \cdot 0.38 + 3 \cdot 2 + 0.5 \cdot 4)^2 + (3.6 \cdot 2 \cdot 0.925)^2} = 12.6 \quad \text{, ВА.}$$

Результаты выбора ТН приведены в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 Выбор трансформаторов напряжения

Наименование РУ	Тип ТН	$U_H \geq U_{РАБ}$	класс точности	$S_{2H} \geq S_{2\Sigma}$
ОРУ-220 кВ	НАМИ-220 УХЛ1	220=220	0,5	400>12.6
ОРУ-35 кВ	ЗНОМ-35-65	35=35	0,5	300>12.6
ОРУ-27,5 кВ	ЗНОМ-35-65	27.5=27.5	0,5	300>27
ОРУ-10 кВ	НАМИ-10-66	10=10	0,5	120>40.76

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Под надёжностью понимают свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, транспортирования и хранения.

Тяговая подстанция Михайло-Чесноковская обслуживает:

- выключатели на 10 кВ;
- выключатели на 27,5 кВ;
- выключатели на 220 кВ;
- силовые трансформаторы;
- разъединители;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения.

По данному оборудованию так же выполнен расчёт надёжности в соответствие с требованием ГОСТ 27.301 – 95 «Расчёт надёжности. Основные положения» сводящийся к определению следующих показателей надёжности:

- вероятность восстановления $S(t)$;
- вероятность не восстановления (несвоевременного завершения ремонта) $G(t)$;
- вероятность безотказной работы $P(t)$;
- интенсивность восстановления $\mu(t)$;
- параметр потока отказов $\omega(t)$;
- наработка до отказа $T(t)$;
- коэффициент готовности K_G ;
- коэффициент простоя K_{II} ;
- коэффициент технического использования $K_{ТИ}$.

Так же было проведено сравнения рассчитанных показателей с среднестатистическими по стране.

Расчёт выполнен при следующих допущениях:

- Отказы элементов являются событиями случайными и независимыми;
- Интенсивность отказов не зависит от времени, т.е. вероятность безотказной работы элементов изменяется по экспоненциальному закону.

5.1 Определение показателей надёжности оборудования отпаичной подстанции

Для более точного анализа надёжности оборудования подстанции определим показатели надёжности.

Все отпаечные подстанции напряжением 220 кВ выполнены по типовой схеме, изображенной на рисунке 5.1. По данной схеме видно, что основным оборудованием подстанции являются:

- Силовые трансформаторы;
- выключатели;
- Разъединители;
- Трансформаторы тока;
- Трансформаторы напряжения.

По данному оборудованию был проведён анализ надёжности по формулам (5.1 – 5.9), результаты сведены в таблицу 5.2.

Вероятность восстановления или вероятность своевременного завершения ремонта определяется по следующей статистической формуле:

$$S(t) = \frac{N_B}{N_B(0)},$$

(5.1)

где N_B - число элементов, время восстановления которых оказалось меньше заданного времени t , т.е. восстановленный на интервале $(0, t)$, шт.; $N_B(0)$ - число элементов, поставленных на восстановление в начальный момент времени $t = 0$, шт.

Вероятность не восстановления – вероятность того, что отказавший элемент не будет восстановлен в течение заданного времени t , определяется:

$$G(t) = 1 - S(t).$$

(5.2)

Интенсивность восстановления – условная вероятность восстановления после момента t за единицу времени Δt при условии, что до момента t восстановления элемента не произошло, определяется следующим выражением, 1/час:

$$\mu(t) = \frac{1}{T_B},$$

(5.3)

где T_B - среднее время восстановления элемента, час.

Параметр пока отказов – математическое ожидание числа отказов, произошедших за единицу времени, начиная с момента t при условии, что все элементы, вышедшие из строя, заменяются работоспособными, определяется по выражению, 1/год:

$$\omega(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t}, \quad (5.4)$$

где $n(\Delta t)$ - число восстановлений объекта за интервал времени Δt , шт.; N_0 - число элементов поставленных на испытание, шт.

Вероятность безотказной работы – вероятность того, что в заданном интервале времени $(0, t)$ в элементе не произойдёт отказ, статистически определяется:

$$P(t) = e^{-\omega t}. \quad (5.5)$$

Наработка до отказа – математическое ожидание наработки объекта до первого восстановления, определяется, год:

$$T = \frac{1}{\omega(t)}. \quad (5.6)$$

Коэффициент готовности – вероятность того, что элемент работоспособен в произвольный момент времени, вычисляется по выражению:

$$K_G = \frac{T}{T + T_B}. \quad (5.7)$$

Коэффициент простоя – вероятность того, что элемент неработоспособен в любой момент времени, статистически определяется по формуле:

$$K_{II} = \frac{T_B}{T + T_B}. \quad (5.8)$$

Коэффициент технического использования – учитывает дополнительные преднамеренные отключения элемента, необходимые для проведения планово – предупредительных ремонтов, определяется:

$$K_{ТИ} = \frac{T}{T + T_B + T_O}, \quad (5.9)$$

где T_O - среднее время обслуживания, т.е. среднее время нахождения элемента в отключенном состоянии для производства планово – предупредительных ремонтов (профилактики).

Исходные данные для расчёта надёжности сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные к расчёту надёжности оборудования отпаичной подстанции.

Название элемента	Количество, шт.	Количество восстановлений за расчётный период	Среднее время восстановления элемента, час.	Среднее время обслуживания, час.
Трансформаторы силовые	2,00	1,00	24,00	8,00

Выключатели ВВК-220	2,00	1,00	5,00	10,50
Выключатели ВВК-27,5	15,00	9,00	7,00	9,00
Разъединители	39,00	4,00	3,80	3,50
Трансформаторы тока	34,00	1,00	4,80	5,00
Трансформаторы напряжения	10,00	2,00	4,50	6,30

В качестве примера произведён расчёт надёжности выключателей масляных ВМПЭ -10, результаты расчёта надёжности сведены в таблицу 5.2.

Пример расчёта надёжности:

Для расчёта вероятности восстановления задаемся временем, за которое объект должен завершить восстановление, равным 6 часам, что соответствует среднему по стране времени восстановления данного типа выключателя. Расчет производим по формуле (5.1):

$$S(t) = \frac{3}{5} = 0,6.$$

Вероятность не восстановления за расчётный период определяется по формуле (5.2):

$$G(t) = 1 - 0,6 = 0,4.$$

Интенсивность восстановления определяется по выражению (5.3):

$$\mu(t) = 1/6 = 0,16 \text{ 1/час.}$$

Параметр потока отказов определим по выражению (5.4):

$$\omega(t) = \frac{5}{6} = 0,83 \text{ 1/год.}$$

Вероятность безотказной работы определяется по формуле (5.5):

$$P(t) = e^{-0,836} = 0,0068$$

Наработка до отказа определяется по выражению (5.6):

$$T(t) = \frac{1}{0,83} = 1,20 \text{ год.}$$

Для определения комплексных показателей надёжности (K_G , K_{II} , $K_{ТИ}$)

необходимо перевести среднее время восстановления T_B из часового измерения

в годовое (разделить T_B на 8760 часов). Далее определяется коэффициент

готовности по формуле (5.7) :

$$K_G = \frac{1,2}{1,2 + 0,000684} = 0,999943.$$

Коэффициент простоя определяется по формуле (5.8):

$$K_{II} = \frac{0,000684}{1,2 + 0,000684} = 0,000569.$$

Коэффициент технического использования определяется по выражению (5.9):

$$K_{III} = \frac{1,2}{1,2 + \left(\frac{6}{8760}\right) + \left(\frac{6}{8760}\right)} = 0,99886.$$

Аналогично производится расчет надёжности остальных элементов, результаты сводятся в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчёта надёжности оборудования ТП

Название элемента	Вероятность восстановления	Вероятность неения $G(t)$, о.е.	Интенсивность неения $\mu(t)$, час ⁻¹	Параметр потока отказов $\omega(t)$, год ⁻¹	Вероятность безотказной о.е.	Наработка до отказа $T(t)$, год	Коэффициент готовности K_g ,	Коэффициент простоя $K_{п}$,	Коэффициент технического
Трансформаторы силовые	1,00000	0,00000	0,04200	0,01560	0,93950	64,10000	0,99996	0,00004	0,99994
Выключатели ВВК-220	0,64000	0,36000	0,20000	0,50000	0,08200	2,00000	0,99975	0,00024	0,99950
Выключатели-ВВК-27,5	0,666	0,334	0,1428	0,6000	0,01499	1,66	0,99915	0,00006	0,99931
Разъединители	0,75000	0,25000	0,26300	0,00714	0,97100	140,10000	0,99998	0,00002	0,99998
Трансформаторы тока	0,56700	0,43300	0,20800	0,00189	0,99300	529,10000	0,99999	0,00001	0,99999
Трансформаторы напряжения	0,75800	0,24200	0,23400	0,00165	0,99950	123,300	0,99995	0,00003	0,99997

Анализ таблицы 5.2 показал, что наиболее слабым элементом трансформаторной подстанции является силовой трансформатор. Отказы данного оборудования ведут к тяжелым последствиям, и восстановление работоспособности требует длительного времени.

Основными причинами отказов трансформаторов является:

- Повреждение изоляции обмоток трансформатора от воздействия внешних перенапряжений в сети;
- Повреждение вводов трансформатора;
- Длительный срок эксплуатации (в среднем более 20 лет);
- Не своевременное проведение обслуживания и плановых ремонтов;

Надёжность коммутационных аппаратов выше чем у трансформаторов. Нарботка до отказа данной группы оборудования превышает 100 лет. Это связано с условиями эксплуатации оборудования – закрытые помещения ТП и распределительных устройств. При данных условиях надёжность оборудования зависит от режимов работы энергосистему и во многом от работы обслуживающего персонала.

Для более видимых показателей надёжности произведём расчёты оборудования трёх подстанция Михайло-Чесноковская, Ледяная, Белогорск.

По формулам (5.1) – (5.9) произведём расчёты а результаты сведём в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты расчёта надёжности оборудования ТП: Михайло-Чесноковская, Ледяная, Белогорск.

Название элемента	Вероятность восстановления	Вероятность неения $G(t)$, о.е.	Интенсивность неения $\mu(t)$, час ⁻¹	Параметр потока отказов $\omega(t)$, год ⁻¹	Вероятность безотказной о.е.	Наработка до отказа $T(t)$, год	Коэффициент готовности K_g ,	Коэффициент простоя $K_{п}$,	Коэффициент технического
Трансформаторы силовые	0,3333	0,667	0,0138	0,5	0,93950	192,30000	0,99995	0,00003	0,99997
Выключатели ВВК-220	0,60000	0,40000	0,083	0,83	0,0054	3,600	0,99996	0,00043	0,99974
Выключатели-ВВК-27,5	0,6660	0,3340	0,066	0,50000	0,0765	6,00000	0,99982	0,00036	0,99996
Выключатели-27,5	0,555	0,445	0,0370	0,6000	0,0447	4,9800	0,99923	0,00045	0,99942
Разъединители	0,416	0,584	0,08333	0,1025	0,9654	420,30000	0,99996	0,00035	0,99996
Трансформаторы тока	0,666	0,334	0,333	0,0294	0,99560	673,10000	0,99967	0,00023	0,99994
Трансформаторы напряжения	0,8333	0,1667	0,1666	0,2	0,99935	368,500	0,99945	0,00254	0,99995

Анализ таблицы 5.1 показал, что наиболее слабым элементом подстанций являются трансформаторы напряжения и выключатели на 220 кВ. Отказы данного оборудования ведут к тяжелым последствиям, и восстановление работоспособности требует длительного времени.

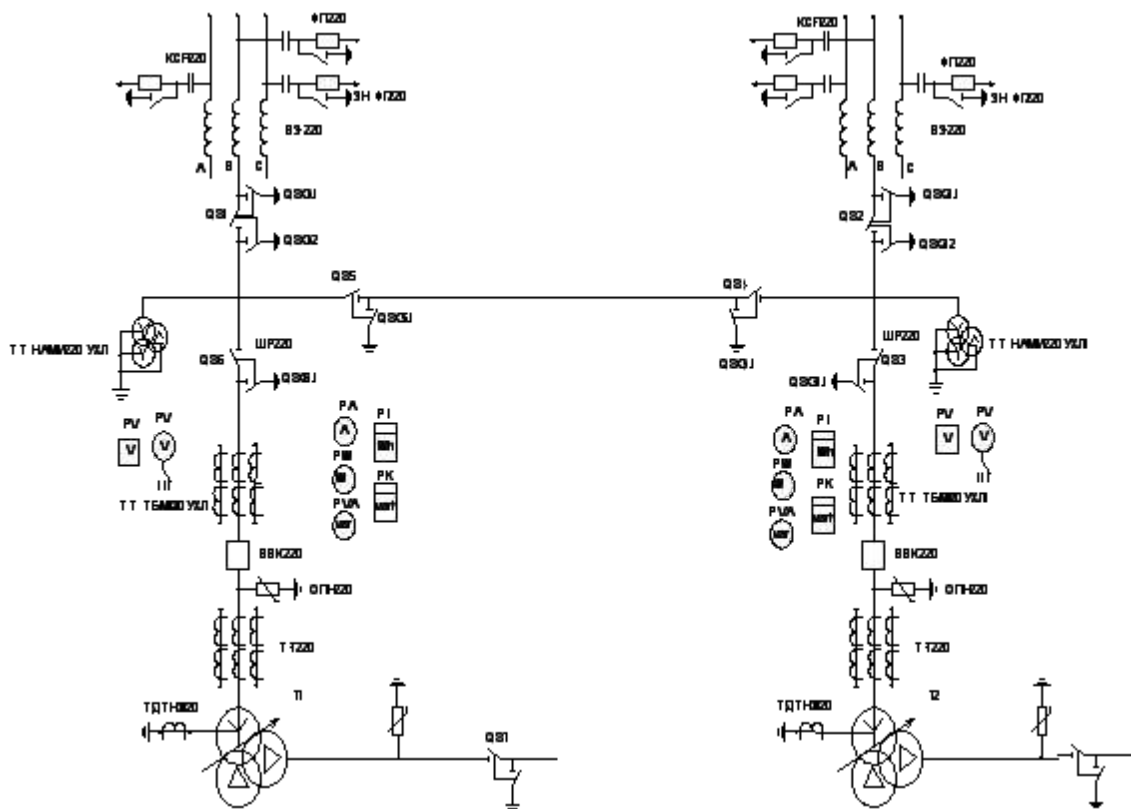


Рисунок 5.1 – Типовая схема электрических соединений
отпаичной подстанций Михайло-Чесноковская

5.2 Мероприятий по повышению показателей надежности электрооборудования ТП Михайло-Чесноковская.

Общие сведения о мерах повышения надёжности. К настоящему времени разработаны различные методы оценки надёжности электрооборудования. Для практического применения этих методов необходимы статистические данные о работе некоторых видов электрооборудования. Эти данные должны содержать информацию, достаточную для определения причин повреждения и отказов электрооборудования, а также для расчёта оценок надёжности и выбора оптимальных вариантов системы электроснабжения.

Более полные сведения о надёжности электрооборудования даёт учет всех отказов, включая дефекты. Однако дефекты электрооборудования обнаруженные при профилактическом обслуживании, не попадают в систему

учёта, в то время как их учёт даёт возможность получить информацию, необходимую для оптимизации систем профилактики и резервирования.

Для достоверной количественно оценки надёжности требуется надлежащая организация сбора статистических данных о повреждаемости с развёрнутыми формами и актами, отражающие нарушения в работе данного электрооборудования. С помощью этих данных можно установить функциональную зависимость повреждаемости от внешних условий и режимов работы (нагрузки, температуры и прочие климатические условия, частоты операций, качество применяемых материалов и т.д.).

В общем случае, для объективной оценки показателей надёжности необходимы следующие данные, характеризующие работу электрооборудования:

- периодичность повреждений, отказов и неисправностей в работе электрооборудования;
- время ликвидации аварии данного вида электрооборудования, трудозатраты и стоимость аварийно-восстановительных работ;
- периодичность проведения планово-эксплуатационных работ, связанных с выводом электрооборудования из работы, трудозатраты и стоимость аварийно-ремонтных работ.

На основе собранного и обработанного статистического материала об электрооборудовании определяются экономически обоснованные показатели надёжности.

Надёжность системы электроснабжения зависит, прежде всего, от надёжности работы электрооборудования. Важно не только правильно выбрать оборудование, но и надлежащим образом поддерживать его надёжность в процессе эксплуатации, т.е. должны выполняться организационные меры по его хранению, ремонту и использованию; обеспечиваться технические нормы на профилактическое обслуживание с учётом характеристик износа и старения этого оборудования. Если оно обладает хорошей ремонтпригодностью и

замена его изношенных деталей осуществляется проверенными и приработанными деталями, то в эксплуатации можно обеспечить высокую живучесть оборудования, рассчитанного на многократное использование.

В процессе эксплуатации существенное значение имеют субъективные факторы, т.е. степень квалификации обслуживающего персонала и уровень организации эксплуатации. Надёжность, которая свойственна данному изделию, может быть не реализована из-за этих факторов.

В целом можно выделить следующие пути повышения надёжности:

1.Рациональное резервирование:

за счёт отдельной или параллельной работы линий электропередачи и трансформаторов, в зависимости от условий и требований;

за счёт выбора числа независимых источников питания с учётом категории потребления.

2.Использование перегрузочной способности элементов электроснабжения.

3.Совершенствование технического обслуживания: оптимизация периодичности и глубины капитальных ремонтов, снижение продолжительности аварийных ремонтов.

4.Повышение качества ремонта оборудования, что увеличивает межремонтные сроки, снижает затраты труда и материальных средств. Такой ремонт может производиться квалифицированным персоналом, хорошо знающим конструкцию оборудования, современную технологию ремонта, а также обладающий высокой профессиональной подготовкой и практическими навыками.

5.Применение, правильный выбор и компоновка современного оборудования. Выбранное оборудование должно быть устойчиво к действию токов КЗ.

6.Внедрение автоматизации и телемеханизации, что позволяет повысить ещё и безопасность обслуживания, эффективность управления объектами электроснабжения и избежать ошибок действий персонала.

7.Выбор наиболее целесообразного времени вывода оборудования в ремонт.

8.Уменьшение числа трансформации, где это возможно, и в первую очередь трансформации 10кВ, что повышает так же экономичность системы электроснабжения за счёт уменьшения потерь энергии.

9.Обеспечение пожарной безопасности электротехнических сооружений, внедрение устройств телесигнализации и локализации пожаров.

10.Использование гарантированных источников питания (дизель-генераторов, аккумуляторных батарей и т.д.).

11.Внедрения ремонта под напряжением.

12.Компенсация реактивной мощности.

13.Повышение качества электроэнергии.

14.Повышение качества и уровня эксплуатации оборудования.

5.3 Оценка и анализ показателей надёжности с применением масляного и элегазового выключателей.

При оценке и анализе надёжности в электроэнергетике широко применяется метод оценки надёжности объекта. Объект – это предмет определённого целевого назначения, рассматриваемый в периоды проектирования, производства, эксплуатации, изучения, исследования и испытаний на надёжность.

В соответствии с ГОСТ 27.002-89 «Надёжность в технике. Основные понятия. Термины и определения» надёжность это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования. Из определения видно надёжность является комплексным свойством, которое зависит от назначения объекта и условий его пребывания, может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность, и сохраняемость или определённое сочетание этих свойств.

При количественной оценке надёжность системы электроснабжения в целом определяется показателями надёжности элементов, из которых

образуется система: линии электропередач, трансформаторов, присоединений в РУ и т.д. В данном разделе дипломного проекта я оценю надёжность присоединения с присоединение выключателей ВВК -220,

Под присоединением понимается совокупность всей аппаратуры и вторичной коммутации, относящихся к одному отключающему аппарату – выключателю, отделителю.

Основными показателями надёжности элементов и систем электроснабжения являются:

- параметр потока отказов ω , отказ/год, то есть среднее количество отказов ремонтируемого изделия в единицу времени, взятое для рассматриваемого момента времени;

- среднее время восстановления после отказа T_B год/отказ, то есть среднее время вынужденного нерегламентированного простоя, вызванного отысканием и устранением одного отказа;

- коэффициент вынужденного простоя

$$K = \omega T_B, \quad (5.10)$$

определяющий вероятность нахождения элемента или установки в состоянии вынужденного простоя;

Простои оборудования в плановых ремонтах характеризуются аналогичными показателями:

- частотой плановых ремонтов μ , ремонт/год;

- средней продолжительностью одного планового ремонта T_P , год/ремонт или ч/ремонт;

- коэффициент планового простоя K_P , ч/год.

$$K_P = \mu T_P, \quad (5.11)$$

Показатели надежности элемента определяются на основе обработки статистических сведений о работе и ремонтах оборудования, полученными на основе действующих норм времени и периодичности плановых капитальных ремонтов приведенных в таблицах 4.7.1-4.7.2.

Показатели надежности цепи, состоящей из последовательно включенных элементов (смотри рисунок 5.2) определяются выражениями:

$$\omega_{Ц} = \sum_1^n \omega_i \quad (5.12)$$

$$K_{В.Ц} = \sum_1^n K_{Вi}$$

(5.13)

$$T_{В.Ц} = \frac{K_{В.Ц}}{\omega_{Ц}} \quad (5.14)$$

Таблица 5.4- Параметры потока отказов ω элементов электрической сети

Элементы присоединения	Обозначение	Значение
Выключатели масляные ВВК-220	$\omega_{П.Л}$, отказ/год	0,03
Разъединители РНДЗ -220	$\omega_{П.Р}$, отказ/год	0,20
Сборные шины	$\omega_{Ш}$, отказ/год	0,01

Таблица 5.5 - Среднее время восстановления $T_{В}$ после отказа. ч

Элементы присоединения	Обозначение	Значение
Выключатели масляные ВВК-220	$T_{В.П.ВМ}$, ч	26,0
Разъединители РНДЗ -220	$T_{В.П.Р}$, ч	10,0
Сборные шины	$T^o_{В.П}$, ч	3,5

Вероятность отказа цепи (рисунок 5.1) в год определяется по формуле:

$$q_{Ц} = \frac{q_{Ц}^M - q_{Ц}^Э}{q_{Ц}^M} \cdot 100 \quad \%$$

(5.15)

где $q_{ц}^M, q_{ц}^Э$ – показатели надежности цепи, с вакуумным выключателем

соответственно, при наработке на отказ.

$$q_{ц}^i = \frac{q_{P1} + q_B + q_{P2} + q_{СШ}}{8760}$$

(5.16)

где q_{P1}, q_{P2} – показатели надежности разъединителей при наработке на отказ;
 q_B – показатель надежности выключателей при наработке на отказ;
 $q_{СШ}$ – показатель надежности сборных шин при наработке на отказ,
8760 – число часов в году.

(5.17)

$$q_i = \omega_i \cdot T_{Bi}$$

Подставляя значения из таблиц (5.15-5.16) в формулу (5.17) определим значения показателей надежности цепи (рисунок 5.1) с использованием вакуумного выключателя:

$$q_{ц}^M = \frac{0,2 \cdot 10 + 0,03 \cdot 26 + 0,2 \cdot 10 + 0,01 \cdot 3,5}{8760} = 0,00055ч / год$$

$$q_{ц}^Э = \frac{0,2 \cdot 10 + 0,03 \cdot 8,7 + 0,2 \cdot 10 + 0,01 \cdot 3,5}{8760} = 0,00045ч / год$$

$$q_{ц} = \frac{0,00055 - 0,00045}{0,00055} \cdot 100 = 14 \%$$

Результаты расчетов показателей надежности сведем в таблицу 5.6.

Таблица 5.6- Показатели надежности

Объект в цепи присоединения	Значения показателей надежности					
	q _ц ч/год	ω _ц , отказ/год	K _в	K _{в.ц}	K _т , ч/год	T _{в.ц} , год/ отказ
Вакуумный выключатель	0,00055	0,840	0,780	8,815	0,210	10,490

Анализ показателей надежности проведенный на основании данных таблицы 4.7.3 показывает, что при наличии в цепи присоединения вакуумного выключателя надежность цепи повышается на 14%, а так же значительно снижается вероятность нахождения элемента и присоединения в состоянии вынужденного простоя с 0,78 до 0,087, следовательно значительно увеличивается вероятность нахождения электроустановки в работоспособном состоянии (K_т).

6 РАСЧЁТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРАНСФОРМАТОРОВ И КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Тепло, выделяемое при работе трансформаторов, вызывает необратимые процессы в материале изоляции обмотки. Очевидно, что основным источником тепла является обмотка. Известно, что мощность, выделяемая на активном сопротивлении, пропорциональна квадрату тока. Старение изоляции зависит не только от степени, но и от продолжительности нагрева. Нагрузка силовых трансформаторов в устройствах электроснабжения постоянно меняется, поскольку режим их работы нестационарный. Массы изоляции, обмотки, железа и масла достаточно велики, что приводит к необходимости учета переходных процессов.

Нагрузка изменяется ступенчато. После некоторого установившегося режима нагрузка возрастает. Изменится ли температура изоляции так же скачко. Нет. Во-первых, в течение некоторого промежутка времени будет возрастать температура обмотки, скорость процесса определяется постоянной времени обмотки. Температура обмотки зависит от тепла, выделяемого в ней, и тепла, отбираемого маслом. Очевидно, что из-за охлаждения масла окружающей средой температура обмотки будет не ниже температуры масла. Поэтому можно говорить о превышении температуры обмотки над температурой масла. Переходный процесс в обмотке достаточно быстро достигает нового установившегося значения, соответствующего балансу выделяемого обмоткой и отбираемого маслом тепла.

Во-вторых, обмотка будет продолжать нагреваться, но значительно медленнее из-за большой массы масла. Этот этап переходного периода будет определяться постоянной времени масла. Так как постоянная времени обмотки значительно меньше, чем постоянная времени масла, то первая часть переход-

ного процесса произойдет скачком. Стареющая изоляция теряет механическую и электрическую прочность, растрескивается и выкрашивается. Для отказа трансформатора достаточно одного места повреждения изоляции. Поэтому обычно говорят о температуре наиболее нагретой точки обмотки $Q_{ннт}$ и о превышении температуры наиболее нагретой точки $U_{ннтмк}$ над температурой масла $Q_{мк}$.

Таким образом, необходимо установить, как зависит температура наиболее нагретой точки и масла от нагрузки трансформатора.

6.1 Расчет изменений температуры

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме изменения температуры определяется по формуле

$$Q_{ннт} = Q_{охл} + U_{мт} + U_{ннтмк}, \quad (6.1)$$

где $Q_{ннт}$ – температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора в

момент времени t ;

$U_{ннтмк}$ - превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях при относительной нагрузке K ;

$U_{мт}$ определяется по формуле 2.2;

$Q_{охл}$ - температура охлаждающей среды; (для весенне-летнего периода $Q_{охл \text{ в-л}} = 20^{\circ}\text{C}$), (для осенне-зимнего периода $Q_{охл \text{ о-з}} = 10^{\circ}\text{C}$),

$U_{мт}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды в момент времени t при нагрузке K .

$$U_{мт} = U_{мк} + (U_{mh} - U_{мк})e^{-\Delta t / \tau}, \quad (6.2)$$

где $\tau = 2,5$ ч – тепловая постоянная; U_{mh} – превышение температуры масла в начале рассматриваемого интервала (или в конце предыдущего интервала); U_{mk} – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды при относительной нагрузке K , определяется по формуле 2.3.

$$U_{mk} = 39,7K^2 + 15,3 \quad (6.3)$$

По формуле 6.4. рассчитываем U_{hntmk} :

$$U_{hntmk} = 17,7K^2 + 5,3 \quad (6.4)$$

Для i -го интервала прямоугольного графика нагрузки, относительный износ определяем по формуле 2.5.

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} 2 \frac{(Q_{hnti} - Q_{hntb})}{\Delta} \quad (6.5)$$

где Δt_i – продолжительность i -го интервала $\Delta t_i = 1$ ч; T – расчетный период

времени $T = 24$ часа (сутки);

Q_{hntb} – базовая температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора. Согласно ГОСТ 14209-85:

$$Q_{hntb} = 98^\circ\text{C}, \quad \Delta = 6^\circ\text{C};$$

Q_{hnti} – среднее значение Q_{hnt} на i -ом интервале.

За весь период T относительный износ:

(6.6)

$$F = \sum_{i=1}^m F_i$$

где m - число интервалов нагрузки, $m = 24$.

Для интервала, предшествующего первому в обеих таблицах принимаем:

$$U_{\text{mho}} = 55^{\circ}\text{C}; U_{\text{ннтмко}} = 23^{\circ}\text{C}; Q_{\text{ннтто}} = Q_{\text{охл}} + 78^{\circ}\text{C}; U_{\text{мко}} = 55^{\circ}\text{C}; K_0 = 1.$$

Пример расчета для тяговой подстанции М-Чесноковская 8-й час летний период.

По формуле (6.3):

$$U_{\text{мк8}} = 39,7K^2 + 15,3 = 39,7 \times 0,172^2 + 15,3 = 16,478$$

По формуле (6.4):

$$U_{\text{ннтмк8}} = 17,7K^2 + 5,3 = 17,7 \times 0,172^2 + 5,3 = 5,825$$

По формуле (6.2):

$$U_{\text{мт8}} = U_{\text{мк8}} + (U_{\text{mh}} - U_{\text{мк8}})e^{-\Delta t/\tau} = 16,478 + (19,791 - 16,478)e^{-1/2,5} = 18,698$$

По формуле (6.1):

$$Q_{\text{ннтт8}} = Q_{\text{охл}} + U_{\text{мт8}} + U_{\text{ннтмк8}} = 20 + 18,698 + 5,825 = 44,523$$

По формуле (6.5):

$$F_8 = \frac{\Delta t_i}{T} 2^{\frac{(Q_{\text{ннт}i} - Q_{\text{ннт}6})}{\Delta}} = \frac{1 \times 2^{\frac{44,523 - 98}{6}}}{24} = 0,000182$$

Из таблицы для суток весенне-летнего периода:

$$F_{\text{л}} = \sum_{i=1}^m F_{\text{л}i} = 0,010824$$

Для суток осенне-зимнего периода:

$$F_3 = \sum_{i=1}^m F_{\text{из}i} = 0,003474$$

Относительный износ за год:

$$F_{\text{г}} = \frac{F_3 + F_{\text{л}}}{2} = (0,010824 + 0,003474) / 2 = 0,007149$$

Относительный износ за прошедшее время работы трансформатора

$$F_{\text{п}} = F_{\text{г}} \times T_{\text{п}} = 0,007149 \times 20 = 0,142986$$

где $T_{\text{п}} = 20$ лет – прошедшее время работы трансформатора.

Остаточный ресурс трансформатора:

$$T_{\text{ост}} = L_6(1 - F_{\text{п}}) = 25 \times (1 - 0,142986) = 21,43 \text{ года,}$$

где L_6 – срок службы трансформатора при режиме работы в номинальном режиме ($L_6 = 25$ лет).

Таблица 6.1 Расчет относительного износа трансформатора тяговой подстанции М-Чесноковская за весеннее-летний период

ti	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P		7150	5500	7700	9350	10450	4950	4400	6050	6050	7700	5500	2750
Q		3300	6600	6600	7700	7700	8800	3300	3300	7700	6050	5500	3850
Ki	1	0,19687	0,214782	0,253537	0,302812	0,324512	0,252416	0,1375	0,172287	0,244812	0,244812	0,194454	0,118282
Uмк	55	16,83869	17,13141	17,85197	18,9403	19,48072	17,82945	16,05058	16,47841	17,67933	17,67933	16,80116	15,85543
Uмh	55	55	42,40677	34,0659	28,7153	25,48955	23,50664	21,63316	19,79091	18,69779	18,3617	18,13652	17,69585
Uмt	55	42,40677	34,0659	28,7153	25,48955	23,50664	21,63316	19,79091	18,69779	18,3617	18,13652	17,69585	17,08851
Uннтмк	23	5,986013	6,116523	6,437778	6,923007	7,163948	6,427739	5,634641	5,825386	6,360811	6,360811	5,969281	5,547634
Qннтt	98	68,39278	60,18242	55,15308	52,41256	50,67059	48,0609	45,42555	44,52317	44,72251	44,49733	43,66513	42,63614
Qннт		83,19639	64,2876	57,66775	53,78282	51,54157	49,36574	46,74323	44,97436	44,62284	44,60992	44,08123	43,15064
Fi		0,007535	0,000848	0,000395	0,000252	0,000194	0,000151	0,000112	0,000182	0,000087	0,000087	0,000082	0,000074
ti	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
P	4400	11000	11550	2750	2750	3850	4400	5500	6050	8800	6050	7150	
Q	3850	9350	9350	3300	3300	3300	4400	4950	4400	6050	6050	4400	
Ki	0,146165	0,360921	0,371505	0,107391	0,107391	0,126769	0,155563	0,184987	0,18702	0,266977	0,2139	0,209885	
Uмк	16,14815	20,47148	20,77922	15,75785	15,75785	15,93799	16,26074	16,65855	16,68857	18,12968	17,1164	17,04885	
Uмh	17,08851	16,77819	17,99698	18,91512	17,87322	17,17515	16,76689	16,59986	16,61923	16,64211	17,13301	17,12753	
Uмt	16,77819	17,99698	18,91512	17,87322	17,17515	16,76689	16,59986	16,61923	16,64211	17,13301	17,12753	17,10156	
Uннтмк	5,678144	7,605674	7,742877	5,504131	5,504131	5,584445	5,72834	5,9057	5,919085	6,561595	6,10983	6,079713	
Qннтt	42,45634	45,60265	46,65799	43,37735	42,67928	42,35133	42,3282	42,52493	42,56119	43,6946	43,23736	43,18127	
Qннт	42,54624	44,02949	46,13032	45,01767	43,02832	42,51531	42,33977	42,42656	42,54306	43,1279	43,46598	43,20932	
Fi	0,000069	0,000082	0,000104	0,000092	0,000073	0,000069	0,000067	0,000068	0,000069	0,000074	0,000077	0,000074	

Таблица 6.2 Расчет относительного износа трансформатора тяговой подстанции М-Чесноковская за осеннее-зимний

ti	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P		2750	3850	12100	6600	8250	8250	11550	13200	11550	7700	11550	4400
Q		2750	3300	6600	8250	6600	7150	8250	12100	10450	6050	9900	4400
Ki	1	0,097227	0,126769	0,344574	0,264129	0,264129	0,27293	0,354846	0,447668	0,389395	0,244812	0,380306	0,155563
Uмк	55	15,67529	15,93799	20,01363	18,06963	18,06963	18,25728	20,29885	23,25613	21,31964	17,67933	21,04192	16,26074
Uмh	55	55	42,02285	33,41484	28,99244	25,38792	22,97288	21,41673	21,04783	21,77657	21,62578	20,32345	20,56055
Uмt	55	42,02285	33,41484	28,99244	25,38792	22,97288	21,41673	21,04783	21,77657	21,62578	20,32345	20,56055	19,14161
Uннтмк	23	5,46732	5,584445	7,401543	6,534824	6,534824	6,618484	7,528707	8,847191	7,983818	6,360811	7,860001	5,72834
Qннтt	88	57,49017	48,99929	46,39399	41,92274	39,50771	38,03522	38,57654	40,62376	39,6096	36,68426	38,42055	34,86995
Qннт		72,74508	53,24473	47,69664	44,15836	40,71522	38,77146	38,30588	39,60015	40,11668	38,14693	37,55241	36,64525
Fi		0,002253	0,000237	0,000125	0,000083	0,000056	0,000044	0,000042	0,000049	0,000052	0,000041	0,000039	0,000035
ti	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
P	8250	5500	6600	6600	10450	9350	19250	9350	10450	13750	8250	8250	
Q	6050	4950	5500	5500	8250	8250	8250	8800	8800	12100	7150	7150	
Ki	0,255765	0,184987	0,214782	0,214782	0,332852	0,311734	0,523584	0,320997	0,341543	0,457898	0,27293	0,27293	
Uмк	17,897	16,65855	17,13141	17,13141	19,69839	19,15797	26,18338	19,39065	19,93107	23,62391	18,25728	18,25728	
Uмh	19,14161	18,73089	18,04702	17,74487	17,54243	18,25389	18,55224	21,07052	20,51616	20,32308	21,41235	20,37118	
Uмt	18,73089	18,04702	17,74487	17,54243	18,25389	18,55224	21,07052	20,51616	20,32308	21,41235	20,37118	19,67359	
Uннтмк	6,457857	5,9057	6,116523	6,116523	7,260994	7,020053	10,15229	7,123791	7,364733	9,011165	6,618484	6,618484	
Qннтt	35,18875	33,95272	33,86139	33,65895	35,51489	35,57229	41,22281	37,63995	37,68781	40,42352	36,98966	36,29208	
Qннт	35,02935	34,57073	33,90705	33,76017	34,58692	35,54359	38,39755	39,43138	37,66388	39,05567	38,70659	36,64087	
Fi	0,000029	0,000027	0,000025	0,000025	0,000027	0,000031	0,000043	0,000048	0,000039	0,000046	0,000044	0,000035	

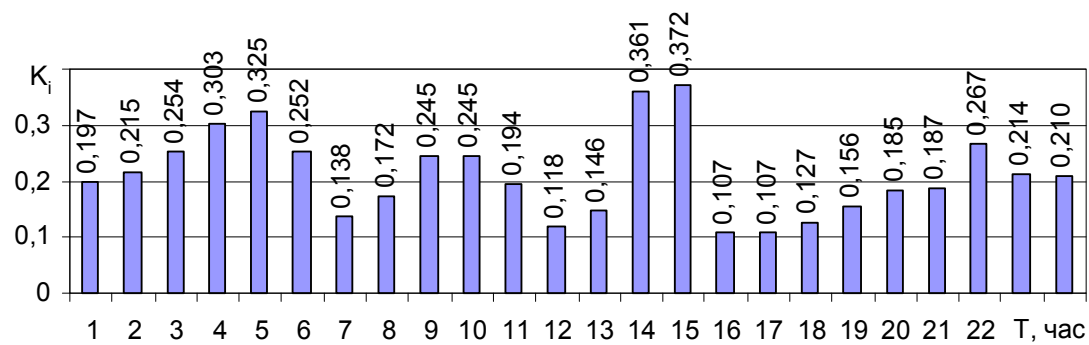


Рисунок 6.1 График относительной нагрузки трансформатора Т.П. М-Чесноковская весенне-летнего периода.

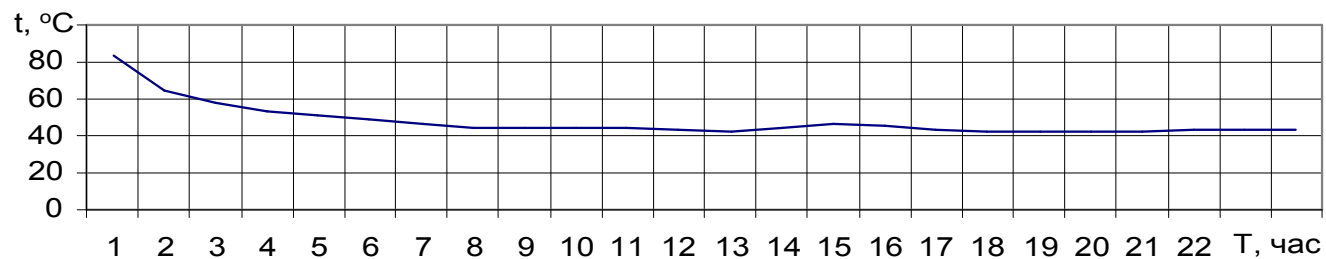


Рисунок 6.2 График температуры в наиболее нагретой точки трансформатора Т.П. М-Чесноковская весенне-летнего периода

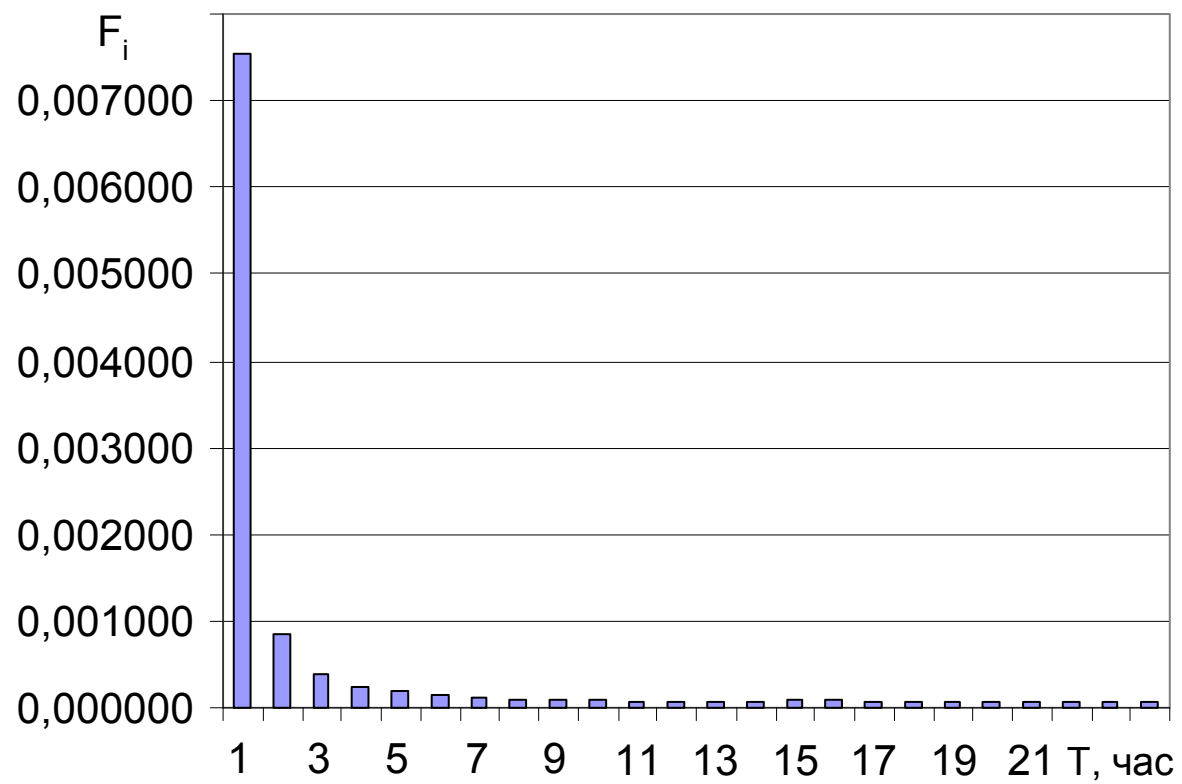


Рисунок 6.3 График относительного износа трансформатора
Т.П. М-Чесноковская весенне-летнего периода

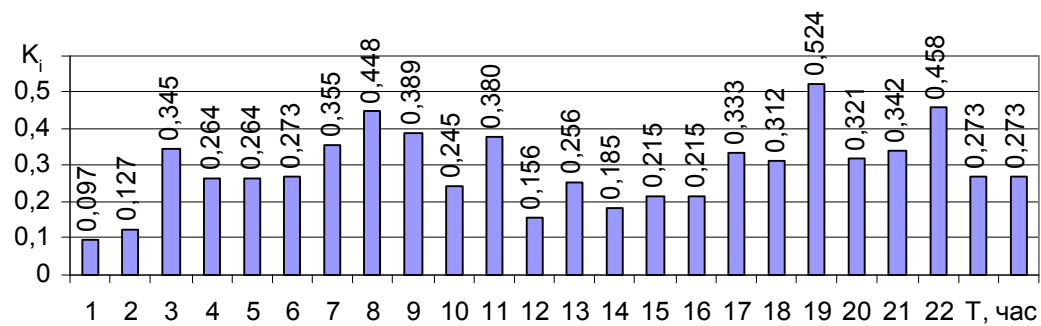


Рисунок 6.4 График относительной нагрузки трансформатора
Т.П. М-Чесноковская осенне-зимнего периода

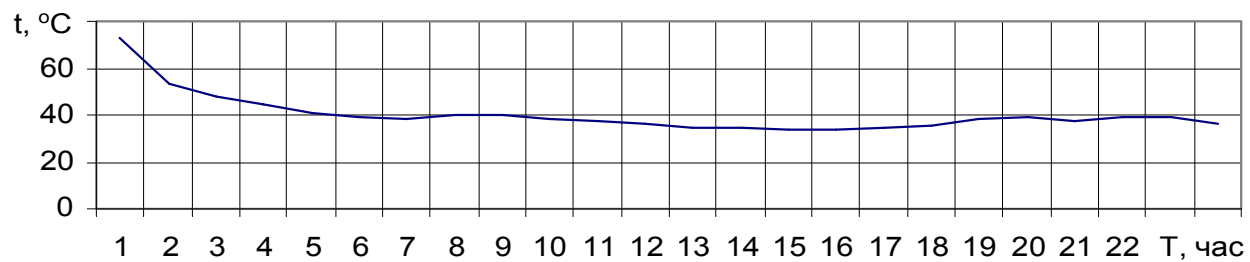


Рисунок 6.5 График температуры наиболее нагретой точки трансформатора Т.П. М-Чесноковская осенне-зимнего периода

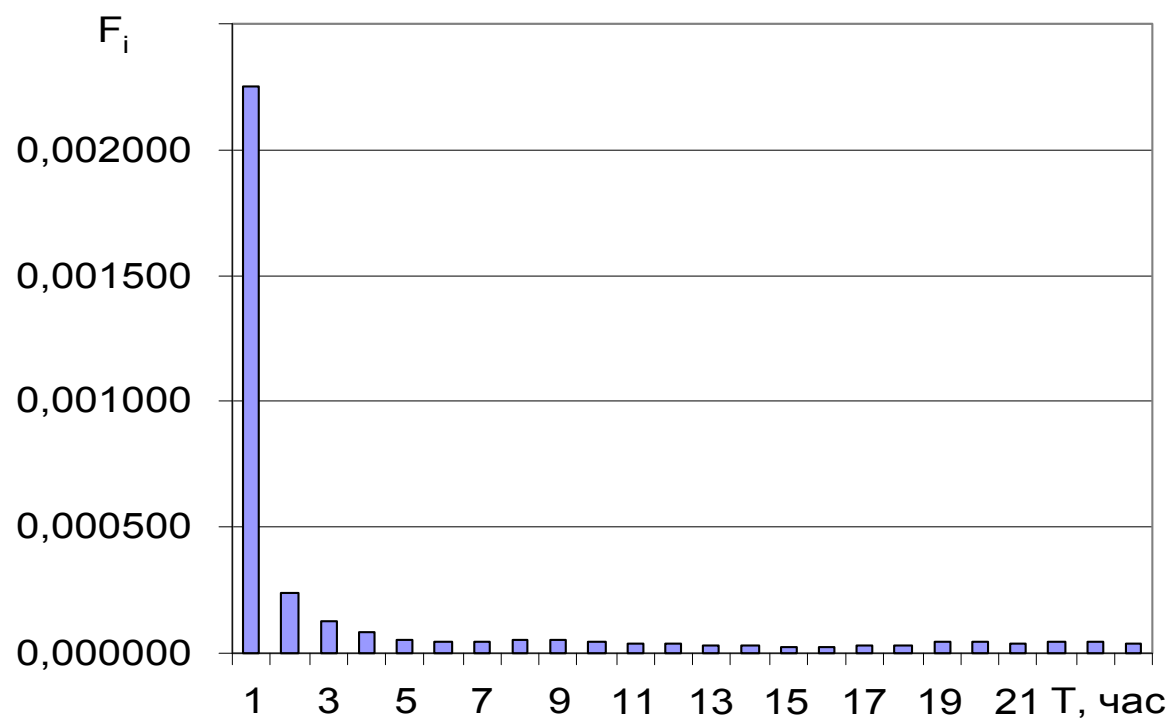


Рисунок 6.6 График относительного износа трансформатора Т.П. М-Чесноковская осенне-зимнего периода

6.2 Расчёт коммутационного ресурса выключателя.

Эффективность функционирования электротехнического оборудования (ЭО) электростанций, подстанций, электрических сетей и систем электроснабжения связана с его техническим состоянием. В настоящее время, согласно требованиям нормативно-технической документации, применяется система планов – предупредительных ремонтов (ППР), где основным технико-экономическим критерием является минимум простоев оборудования на основе жёсткой регламентации ремонтных циклов.

Новое ЭО, устанавливаемое на энергетических объектах, имеет высокую безотказность и долговечность, однако со временем происходит ухудшение его эксплуатационных характеристик, уменьшается его надёжность. Высоковольтные выключатели являются одним из основных типов ЭО, применяемого в распределительных устройствах станций и подстанций. Поэтому их надёжность и долговечность может сильно сказаться на устойчивости, работы электроэнергетической системы в целом.

В современных условиях, когда износ основных производственных фондов электроэнергетической отрасли превышает 50%, проблема обеспечения безотказной работы высоковольтных выключателей является особенно актуальной.

Важной задачей является создание комплексного метода определения технического состояния, способного объединить разностороннюю диагностическую информацию и на этой базе рассчитать интегральную количественную характеристику уровня технического состояния - сработанный ресурс. Сравнивая полученное значение с допустимыми границами его изменения, можно сформулировать рекомендации о необходимости вывода выключателя в ремонт или о продолжении его эксплуатации.

Ресурс – это суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации до перехода в предельное состояние, а наработка – продолжительность или объём работы объекта.

Расчёт коммутационного ресурса выключателя:

$$r_i = \frac{N_{\text{факт}i}}{N_{\text{доп}i}} \quad (6.7)$$

где $N_{\text{факт}i}$ - число отключений выключателя, тока I , $N_{\text{доп}i}$ – допустимое число отключений тока определённой величины I .

Расчёт коммутационного ресурса выключателя за все операции:

$$R_{\text{сраб}} = \sum_{i=1}^n r_i = \sum_{i=1}^n \frac{N_{\text{факт}i}}{N_{\text{доп}i}}$$

(6.8)

где n – число различных значений отключаемых токов.

Остаточный коммутационный ресурс выключателя определяется:

$$R_{\text{ост}} = 1 - R_{\text{сраб}}$$

(6.9)

Для выключателя ВВК-220:

Таблица 6.3 - Выключатель ВВК -220:

Коммутируемый ток	Допустимое количество коммутаций $N_{\text{доп}}$
$I < 0,3 I_{\text{о.ном}}$	22
$I = (0,3 - 0,6) I_{\text{о.ном}}$	18
$I = (0,6 - 1) I_{\text{о.ном}}$	8
$I = I_{\text{ном}}$	400

Примечание: $I_{\text{о.ном}}$ – номинальный ток отключения, в данном случае 35 кА, $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток, в данном случае 1250 А.

На основании данных таблицы 6.3 построим график зависимости допустимого количества коммутаций от величины коммутируемого тока (рисунок 6.7)

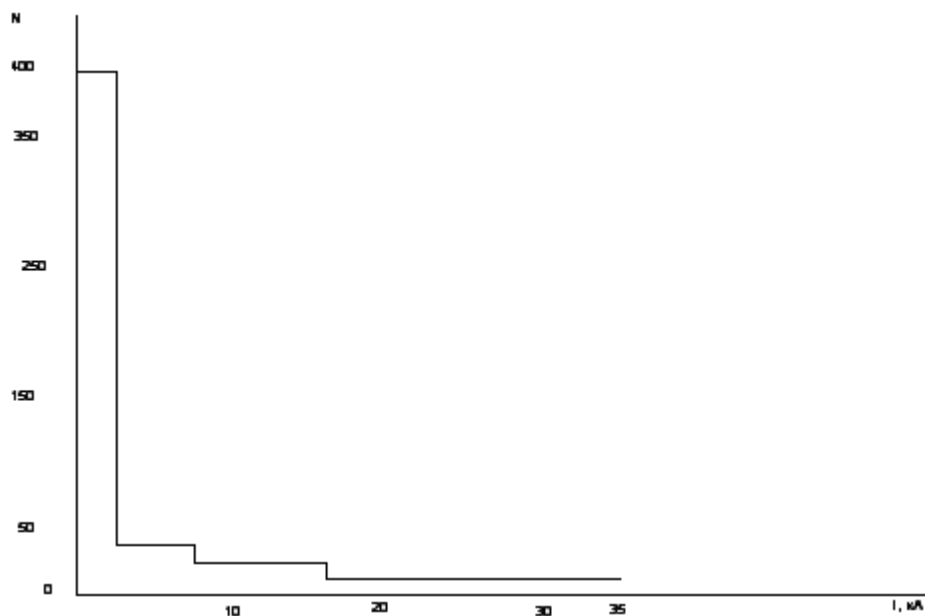


Рисунок 6.7 - Зависимость допустимого количества коммутаций от коммутируемого тока.

Таблица 6.4 - Распределение количества совершённых коммутаций по интервалам коммутируемого тока.

Режим	Значения коммутируемых токов, кА.								
	2	5	9	14	23	27	30	33	35
1	-	2	2	2	2	2	-	-	2
2	-	-	4	-	4	-	-	-	4
3	-	4	-	4	-	4	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	10

Таблица 6.5- Сработанный и остаточный коммутационный ресурс

Режим	$R_{сраб}$	$R_{ост}$
1	0,975	0,025
2	0,73	0,27
3	1,33	-0,33
4	1,25	-0,25

Отрицательные значения остаточного коммутационного ресурса выключателя свидетельствуют о полной сработке располагаемого коммутационного ресурса, требует ревизии дугогасительных устройств и

замены масла в выключателе, после чего отсчёт коммутационного ресурса следует вести заново.

Так же рассчитываем коммутационный ресурс для остальных выключателей. Данные по расчётам приведены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 - Коммутационный ресурс

Режим	ВБК-27,5		ВВС-35		ВМПЭ-10	
	$R_{сраб}$	$R_{ост}$	$R_{сраб}$	$R_{ост}$	$R_{сраб}$	$R_{ост}$
1	0,046	0,954	0,90	0,10	1,32	-0,32
2	0,093	0,907	0,86	0,14	1,19	-0,19
3	0,026	0,974	0,93	0,07	1,46	-0,46
4	0,220	0,780	0,50	0,50	0,33	0,67

ВВК-27,5 кВ

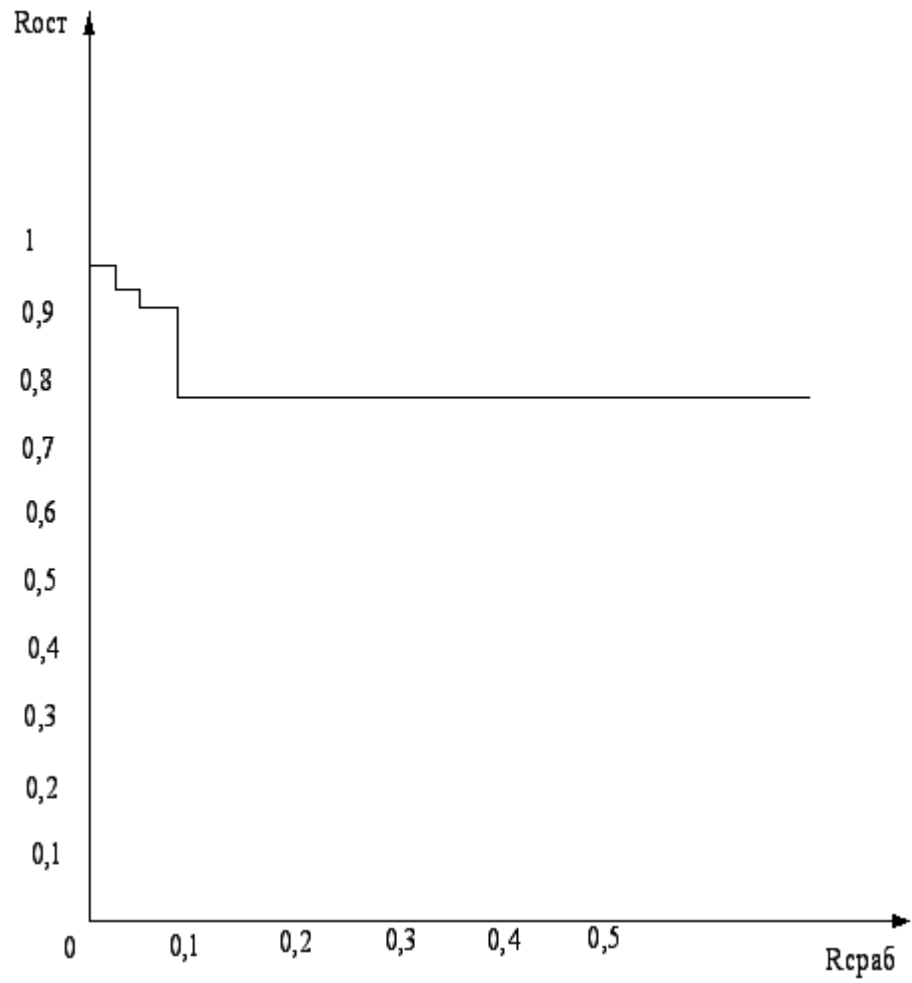


Рисунок 6.8 - Коммутационный ресурс выключателя ВВК-27,5

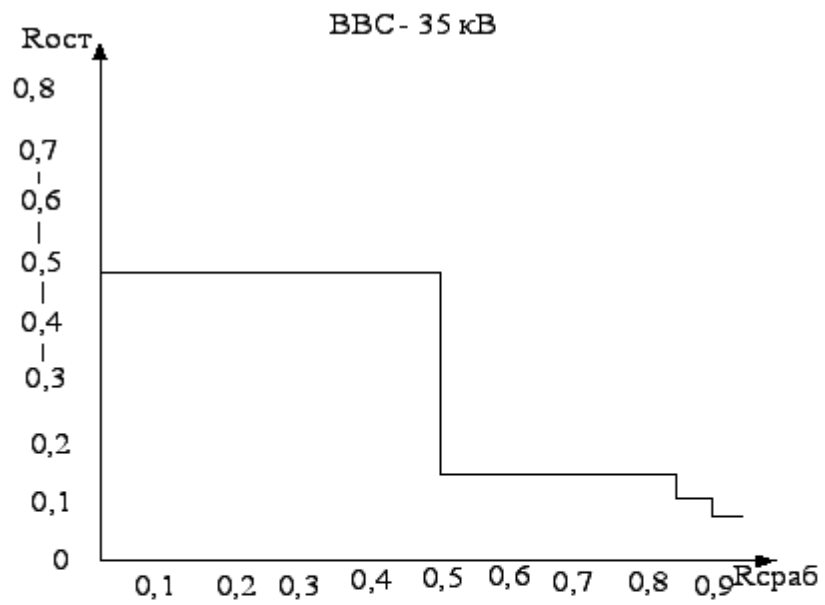


Рисунок 6.10 - Коммутационный ресурс выключателя ВВС-35

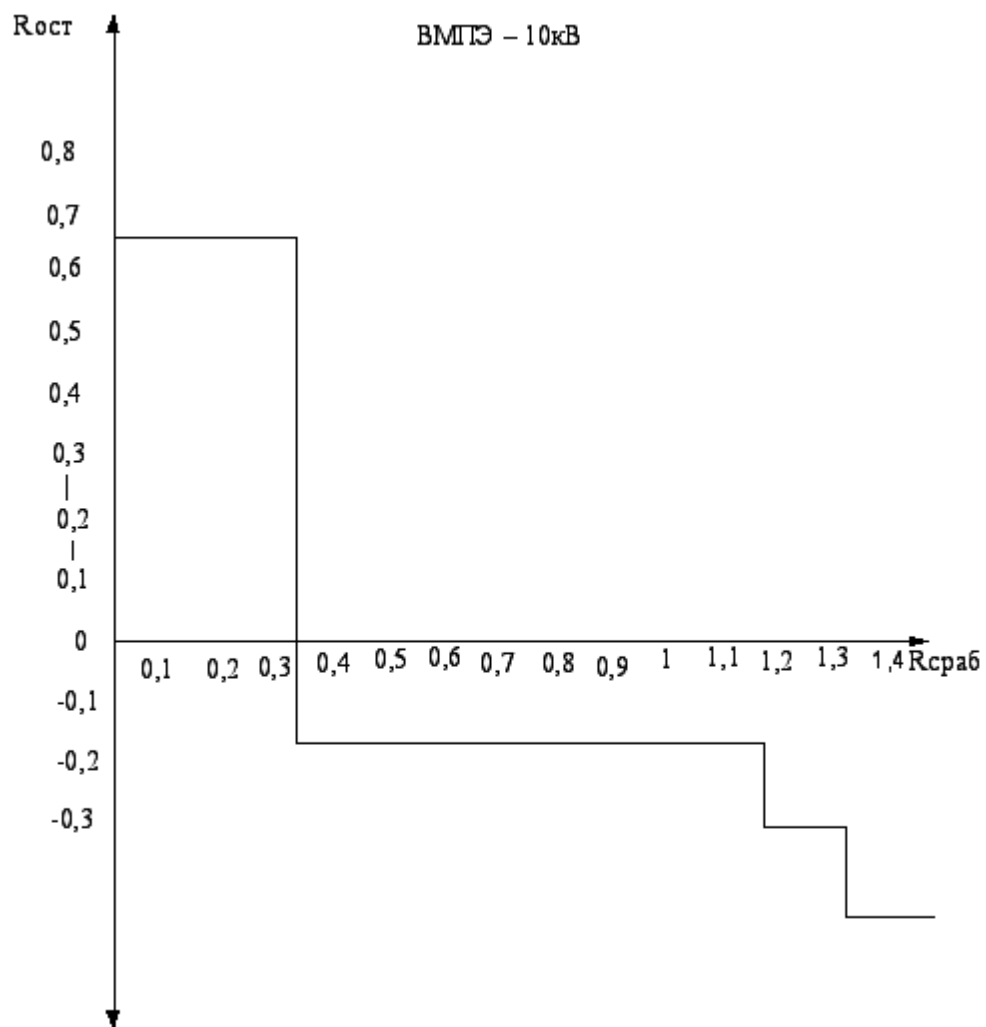


Рисунок 6.11 - Коммутационный ресурс выключателя ВМПЭ-10

7 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Расчёт стоимости тяговой подстанции

Расчёт стоимости проектируемой отпаечной подстанции 220/27,5/10 кВ произведём по укрупненным показателям стоимости строительства, объектов электрификации железных дорог с учётом основных узлов и элементов подстанции, также не будем учитывать детализацию вспомогательных и сопутствующих затрат. Укрупнённая сметная стоимость подстанции ($K_{см}$) равна:

$$K_{см} = K_{пр} + K_n + K_{п} \quad (7.1)$$

где $K_{пр}$ – прямые затраты, куда входит стоимость оборудования и строительно-монтажных работ, руб;

K_n – накладные расходы на строительно-монтажные работы, руб;

$K_{п}$ – сметная прибыль строительно-монтажных организаций, руб.

Накладные расходы учитываю дополнительные затраты на организацию строительных и монтажных работ. Для Амурской области они составляют 25% от основной сметной стоимости работ.

Прямые затраты учитывают следующие элементы:

$$K_{пр} = K_{стр} + K_{ос} + K_{мтж} + K_{проч} \quad (7.2)$$

где $K_{стр}$ – затраты на выполнение строительных работ; $K_{ос}$ – стоимость основных средств;

$K_{мтж}$ – стоимость работ по монтажу оборудования, сооружений и других объектов основных средств;

$K_{проч}$ – прочие затраты производственного назначения, они определяются в размере 1-3% от прямых затрат.

Накладные расходы учитывают дополнительные расходы на выполнение строительно-монтажных работ. Накладные расходы могут определяться в процентах от общей стоимости строительных и монтажных работ:

$$K_H = k_H \times (K_{стр} + K_{мтж}) \quad (7.3)$$

где k_H – коэффициент накладных расходов, $k_H = 0,4-0,5$.

Сметная прибыль представляет собой прибыль строительно-монтажных организаций, она устанавливается в процентах от стоимости прямых расходов проекта без учёта стоимости основных средств. Уровень сметной прибыли принимается в размере 8% и находится по формуле:

$$K_{пн} = k_{пн} \times (K_{прм} - K_{ос}) \quad (7.4)$$

Расчёт стоимости тяговой подстанции произведём в табличном виде в ценах 2016 года и учтём индекс перерасчёта сметной стоимости строительно-монтажных работ и оборудования на 2017 год [1].

Таблица 7.1 – Показатели стоимости отпайной подстанции 220/27,5/10 кВ переменного тока (2017 г.) [2].

Наименование	Единичная стоимость, тыс. руб.				Общая стоимость, тыс. руб.
	Строительств о	Монтаж	Оборудовани е	Прочие заплаты	
Отпайная подстанция 220/27,5/10кВ	154320	29000	198000	8,2	381328
ОРУ-220 кВ	154800	42500	691960	-	88960
Тяговый блок	76720	45300	1375680	-	1497700
КРУН-10 кВ	3360	2050	75400	-	80810
Питание автоблокировки	1840	550	33000	-	35390
Шкафы собственных нужд	680	75	5720	-	6475
Прожекторное освещение	11200	2150	—	-	13350
Заземление	4840	3825	—	-	8665
Подвеска шин от трансформатора к ОРУ-220 кВ	770	1725	—	-	4805
Резервуар для слива масла, вместимостью 50 м ³	8960	100	—	-	9060
Кабельные каналы	6080	—	—	—	6080
Прокладка кабелей	10506	—	—	—	10506
Прокладка асбоцементных труб	2640	—	—	—	2640
Благоустройство территории	10620	—	—	—	10620
Итого	449646	127275	2379760	—	295681
С учетом районного коэффициента	584539,8	165457,5	3093688	—	384385,3

Суммарная сметная стоимость подстанции $K_{\text{ТП}}$, тыс.р. определяется по формуле:

$$K_{\text{ТП}} = K_{\text{общ}} + K_{\text{накл}} + K_{\text{см}}, \quad (7.5)$$

где $K_{\text{общ}}$ – общая стоимость подстанции, тыс.р.;

$K_{\text{накл}}$ – накладные расходы, тыс.р.;

$K_{\text{см}}$ – сметная прибыль, тыс.р.

Накладные расходы составляют 45% от стоимости строительно-монтажных работ $K_{\text{смп}}$, тыс.р.:

$$K_{\text{накл}} = \frac{K_{\text{смп}} \times 45}{100} \quad (7.6)$$

где $K_{\text{смп}}$ – стоимость строительно-монтажных работ, тыс.р.

Сметная прибыль составляет 8% от суммы строительно-монтажных работ и накладных расходов, тыс.р.:

$$K_{\text{см}} = \frac{(K_{\text{смп}} + K_{\text{накл}}) \times 8}{100} \quad (7.7)$$

Индексы пересчёта стоимости на 2017г приняты по строительно-монтажным работам - $K_{\text{смп}} = 3,435$, по оборудованию – $K_{\text{обор}} = 2,25$.

Возьмём и пересчитаем сметную стоимость строительно-монтажных работ и оборудования к стоимости подстанции на 1 кв. 2017г., результаты запишем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – перерасчёт в ценах 1 кв 2017 года

Наименование затрат	Расчёт стоимости в ценах 2017 г., тыс.	Стоимость, тыс.р.
Строительные работы	$K_{\text{стр}} = 15420 \cdot 3,435$	529,7
Оборудование	$K_{\text{ос}} = 19800 \cdot 2,25$	44550

Монтажные работы	$K_{\text{мтж}} = 2900 \cdot 3,435$	9961,5
Прочие расходы	$K_{\text{проч}} = 8,2 \cdot 3,435$	28,167
Итого прямых затрат	$K_{\text{прм}} = K_{\text{стр}} + K_{\text{ос}} + K_{\text{мтж}} + K_{\text{проч}}$	55069,3
Накладные расходы	$K_{\text{н}} = 0,45 \cdot (K_{\text{стр}} + K_{\text{мтж}})$	4721,2
Сметная прибыль	$K_{\text{пн}} = 0,08 \cdot (K_{\text{прм}} - K_{\text{ос}})$	8415,7
Всего сметная стоимость	$K_{\text{см}} = K_{\text{прм}} + K_{\text{н}} + K_{\text{пн}}$	278363

7.2 Определение текущих расходов на содержание и обслуживание подстанции

Текущие расходы на содержание и обслуживание тяговой подстанции складываются из следующих видов элементов затрат:

$$C_{\text{тек}} = C_{\text{от}} + C_{\text{сц}} + C_{\text{мз}} + C_{\text{а}} + C_{\text{проч}} \quad (7.8)$$

где $C_{\text{тек}}$ – общая сумма текущих расходов;

$C_{\text{сц}}$ – отчисления единого социального налога на фонд оплаты труда работников предприятия;

$C_{\text{мз}}$ – материальные затраты;

$C_{\text{а}}$ – амортизационные отчисления;

$C_{\text{проч}}$ – прочие расходы.

7.3 Определение заработной платы работников подстанции

Рассчитываем контингент работников, обслуживающих тяговую подстанцию, исходя из укрупнённых норм затрат труда на производство осмотров и текущего ремонта за год.

$$\text{Ч} = \frac{N}{169,2 \times 12} \quad (7.9)$$

где N – укрупнённая норма затрат труда, на производство осмотров и текущего ремонта, чел.ч за год;

$$\text{Ч} = \frac{9980}{169,2 \times 12} = 5 \text{ чел}$$

Рассчитанный контингент работников включает электромехаников и электромонтёров. С учётом дежурства на дому окончательно принимаем:

- начальник подстанции - 1;
- старший электромеханик - 1;
- дежурный электромеханик - 2;
- электромонтёров: 5 разряда -1, 3 разряда – 1;
- уборщик помещений – 1;

Итого: 7 человек.

7.4 Определение фонда заработной платы и отчислений на социальные нужды

Среднемесячная заработная плата работников тяговой подстанции складывается из месячной тарифной ставки (оклада), премий, доплат и надбавок:

- надбавка за климатические условия (20%);
- районный коэффициент (30%);
- доплата за работу в ночное время (20%), в праздничные дни (2%);
- за опасные условия работы (12%).

Дополнительные надбавки начисляются в процентах от тарифной ставки с учетом надбавки за опасные условия труда. Надбавки за стаж и районный коэффициент начисляются в процентах от тарифной ставки с учетом всех доплат.

Для работников тяговой подстанции устанавливаются премии в следующих размерах:

- начальник-10%;
- для электромехаников - 20%.

Фонд заработной платы (ФЗП) работников подстанции определяется по формуле:

$$\text{ФЗП} = Z_M^{cp} \times 12 \quad (7.10)$$

где Z_M^{cp} - средняя месячная заработная плата, руб.

Среднемесячная заработная плата работников тяговой подстанции складывается из месячной тарифной ставки (оклада), премии, доплат и надбавок, приведённой в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Тарифная ставка работников отпайчной подстанции.

Должность	Разряд	Основная тарифная ставка, руб.	Тарифный коэффициент	Тарифная ставка, руб.
Начальник	11	6300	4,99	31437
Старший электромеханик	10	6300	3,82	24066
Электромеханик	9	6300	2,42	15246
Электромонтёр	5	6300	1,74	10962
Электромонтёр	3	6300	1,39	8757
Уборщик помещений	1	6300	1,14	7182

Среднемесячная заработная плата, руб., определяется по формуле:

$$\text{ЗП} = T + D_{\text{оп}} + D_{\text{н.вр}} + D_{\text{пр}} + П + D_{\text{кл.усл}} \quad (7.11)$$

где T – тарифная ставка, руб.;

$D_{\text{оп}}$ – доплата за опасные условия работы, руб.;

$D_{\text{н.вр}}$ – доплата за работу в ночное время, руб.;

$D_{\text{пр}}$ – доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$П$ – премия, руб.;

$D_{\text{кл.усл}}$ – доплата за работу в сложных климатических условиях, руб.;

$D_{\text{р.к}}$ – доплата по районному коэффициенту, руб.

$$D_{\text{оп}} = 0,2 \times T \quad (7.12)$$

$$D_{\text{н.вр}} = 0,2 \times (D_{\text{оп}} + T) \quad (7.13)$$

$$D_{\text{пр}} = 0,022 \times (D_{\text{оп}} + T) \quad (7.14)$$

$$\Pi = 0,3 \times (D_{\text{оп}} + D_{\text{н.вр}} + T) \quad (7.15)$$

$$D_{\text{кл.усл}} = 0,2 \times (D_{\text{оп}} + T) \quad (7.16)$$

$$D_{\text{р.к}} = 0,3 \times (D_{\text{оп}} + D_{\text{н.вр}} + T + D_{\text{пр}} + \Pi) \quad (7.17)$$

Произведём пример расчёта среднемесячной заработной платы электромонтёра 5 разряда (округленно) по формуле (7.12) – (7.17):

$$D_{\text{оп}} = 0,2 \times 10962 = 2192 \text{ руб.} ;$$

$$D_{\text{н.вр}} = 0,2 \times (2192 + 10962) = 2631 \text{ руб.};$$

$$D_{\text{пр}} = 0,022 \times (2192 + 10962) = 288 \text{ руб.};$$

$$\Pi = 0,3 \times (2192 + 2631 + 10962) = 4735 \text{ руб.};$$

$$D_{\text{кл.усл}} = 0,2 \times (2192 + 10962) = 2631 \text{ руб.};$$

$$D_{\text{р.к}} = 0,3 \times (2192 + 2631 + 10962 + 288 + 4735) = 6242 \text{ руб.};$$

$$ЗП = 10962 + 2192 + 2631 + 288 + 4735 + 2631 + 6242 = 29681 \text{ руб.};$$

$$\Phi ЗП = 29681 \times 12 = 356172 \text{ руб.}$$

Расчёт фонда заработной платы сводим в таблицу 7.4.

Отчисления на страхование сотрудников (ФСС) планируется в размере 30,6% от фонда оплаты труда, руб.:

$$C_{\text{соц}} = 0,306 \times 2562912 = 784252 \text{ руб.} \quad (7.18)$$

Таблица 7.4 – Расчёт заработной платы персонала отпайчной подстанции

Должность	Тарифная ставка, руб.	Доплата за опасные условия труда, руб.	Доплата за работу в ночное время, руб.	Доплата за работу в праздничные дни, руб.	Премия, руб. (П)	Доплата за климатические условия, руб. (кл.)	Доплата по районному коэффициенту, руб.	Среднемесячная зарботная плата, руб.	Годовой фонд оплаты труда, руб.	Отчисления на страхование сотрудников (ФСС)
Начальник	3143 7	0	0	0	9431	6287	12260	59415	712980	218172
Старший электромеханик	2406 6	4813	0	0	8664	5776	11263	54582	654984	200425
Электромеханик	1524 6	3049	3659	402	6586	3659	8683	41284	495408	151595
Электромонтёр 5 разряда	1096 2	2192	0	0	4735	2631	6242	29681	356172	784252
Электромонтёр 3 разряда	8757	1751	0	0	3152	2102	4098	19860	238320	72926
Уборщик помещений	7182	0	0	0	2155	1436	2801	13574	162888	49844
Итого									256291 2	784252

7.5 Расчёт материальных затрат

Полный расчёт материальных затрат для обслуживания объектов электроснабжения включает определение следующих параметров:

$$C_{\text{МЗ}} = C_{\text{М}} + C_{\text{Т}} + C_{\text{Э}} \quad (7.19)$$

где $C_{\text{М}}$ – расходы на материалы, запасные части и прочие комплектующие элементы, необходимые для обслуживания и ремонта устройств электроснабжения, по нормам предприятия $C_{\text{М}} = 240,5$ тыс.р.;

$C_{\text{Т}}$ – расход топлива на производственные цели, 21,8 тыс.р;

$C_{\text{Э}}$ – расход электроэнергии на производственные цели.

Расходы на электроэнергию, руб., составляют:

$$C_{\text{Э}} = T_{\text{Э/Э}} \times W_{\text{Э/Э}}^{\text{ТП}} \quad (7.20)$$

где $T_{\text{Э/Э}}$ – тариф электроэнергии,

$$T_{\text{Э/Э}} = 2,95 \text{ р/кВт} \cdot \text{ч.};$$

$W_{\text{Э/Э}}^{\text{mn}}$ – количество электроэнергии, расходуемое тяговой подстанцией.

Количество электроэнергии, расходуемое тяговой подстанцией $W_{\text{Э/Э}}^{\text{mn}}$, кВтч определяется:

$$W_{\text{Э/Э}}^{\text{ТП}} = W_{\text{сн}}^{\text{ТП}} + W_{\text{потерь}}^{\text{ТП}} \quad (7.21)$$

где $W_{\text{сн}}^{\text{mn}}$ – количество электроэнергии, расходуемое на питание потребителей собственных нужд, кВтч;

$W_{\text{потерь}}^{\text{mn}}$ – расход электроэнергии, связанный с потерями электроэнергии, кВтч.

$$W_{\text{сн}}^{\text{тп}} = S_{\text{тсн}} \times 8760 K_3 \cos \varphi \quad (7.22)$$

где $S_{\text{тсн}}$ – мощность ТСН подстанции;
 K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности;
 8760 – часов в год, ч.

Моим проектом предусмотрено 2 трансформатора для собственных нужд номинальной мощностью 250 кВА каждый ($S_{\text{тсн}} = 250$ кВА), коэффициент загрузки трансформатора принимается $K_3 = 0,5$; $\cos \varphi = 0,85$. По формуле (9.22) найдём:

$$W_{\text{сн}}^{\text{тп}} = 250 \times 2 \times 8760 \times 0,5 \times 0,85 = 1861500 \text{ кВтч.}$$

Расход электроэнергии, связанный с потерями, кВтч определится по формуле:

$$W_{\text{потерь}}^{\text{тп}} = 8760 \times \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} S_{\text{тр}} \quad (7.23)$$

где $P_{\text{пост}}$ – постоянные потери в стали трансформаторов,
 $P_{\text{пост}} = 1 \dots 2\%$;
 $P_{\text{пер}}$ – переменные потери в сетях и трансформаторах,
 $P_{\text{пер}} = 5 \dots 8\%$; $S_{\text{тр}}$ – полная мощность трансформатора 40000кВА.

$$W_{\text{потерь}}^{\text{ТП}} = 8760 \times \frac{1,5 + 6,5}{100} \times 400 \approx 350400 \text{ кВтч.}$$

Количество электроэнергии, расходуемое тяговой подстанцией по формуле (9.20) и (9.21):

$$W_{\text{э}}^{\text{ТП}} = 1861500 + 350400 = 2211900 \text{ кВт ч.}$$

$$C_{\text{э}} = 2,95 \times 2211900 = 6525105 \text{ руб.};$$

Материальные затраты на обслуживание объектов электроснабжения по формуле (7.19):

$$C_{\text{МЗ}} = 240,5 + 21,8 + 6525,105 = 6787,405 \text{ тыс.руб.};$$

$$C_{\text{а}} = \frac{K_{\text{ос}} \times a_{\text{о}}}{100} \quad (7.24)$$

где $K_{\text{ос}}$ - стоимость оборудования тяговой подстанции, тыс. руб.;

$a_{\text{о}}$ - норма амортизационных отчислений,

$$a_{\text{м}} = 5,6\%.$$

$$C_{\text{а}} = \frac{978120 \times 5,6}{100} = 54774,72 \text{ тыс.руб.}$$

Для определения прочих текущих расходов используем укрупнённый расчёт в процентах от фонда оплаты труда работников предприятия. Для моего

предприятия электроснабжения железнодорожного транспорта он составляет 5-7% от фонда оплаты труда персонала, поэтому:

$$C_{\text{проч}} = \text{ФОТ} \times 0,06 \quad (7.25)$$

$$C_{\text{проч}} = 2562,912 \times 0,06 = 153,774 \text{ тыс.руб.}$$

Произведём расчёт общих текущих расходов на содержание и обслуживание отпаичной подстанции и полученные результаты сведём в таблицу 7.5

Таблица 7.5 – Общие текущие расходы

Наименование расходов	Значение, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	2562,912
Фонд социального страхования	784,252
Материальные затраты	6787,405
Амортизационные отчисления	54774,72
Прочие затраты	153,774
Итого, тыс. руб.	65063,063

7.6 Определение себестоимости переработки электроэнергии и плановой себестоимости

Себестоимость переработки электроэнергии определяется отношением годовых текущих расходов на объём электроэнергии, отпускаемой тяговым и районным потребителям.

Стоимость переработки электроэнергии $C_{\text{пер}}$, определяется:

$$C_{\text{пер}} = \frac{C_{\text{тек}}}{W_{\text{год}}} \quad (7.26)$$

Годовой объём электроэнергии, отпускаемой тяговым и районным потребителям, кВтч:

$$W_{\text{год}} = S K_{\text{тп}} \times 8760 K_{\text{м}} W - \frac{\text{тп}}{\%} \quad (7.27)$$

где $K_{\text{м}}$ – коэффициент мощности, $K_{\text{м}} = 0,85$.

Моим проектом предусмотрено 2 трансформатора номинальной мощностью 40000 кВА каждый.

$$W_{\text{год}} = 40000 \times 2 \times 0,85 \times 8760 = 2211900 \text{ кВтч,}$$

руб. за 1кВтч.

$$C_{\text{пер}} = \frac{65063,063}{593468100} = 1,1$$

Результаты расчёта экономических показателей подстанции приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Основные технико-экономические показатели отпайчной подстанции.

Наименование показателя	Ед. изм.	Расчётное значение
Общая стоимость подстанции в том числе:	Руб.	2783063000
Численность работников подстанции	Чел.	7
Фонд оплаты труда	Руб.	2562912
Фонд социального страхования	Руб.	784252
Амортизационные отчисления	Руб.	54774,72
Себестоимость переработки электроэнергии 1кВт	Руб.	1,1

8 ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЗАМЕНЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

8.1 Организация и порядок переключений

Электрическое оборудование может находиться в одном из следующих оперативных состояний: в работе, ремонте, резерве (ручном или автоматическом). В состоянии резерва оборудование может быть без напряжения или находиться под напряжением, если оно включено или связано токоведущими частями с источником напряжения, например трансформатор на холостом ходу.

Изменением оперативного состояния оборудования, операции с которым требуют координации действий дежурного персонала нескольких энергообъектов, руководит диспетчер энергосистемы, а оборудованием местного значения — начальники смен электростанций, диспетчеры предприятий электросетей, районов, дежурные узловых (базисных) подстанций.

Распоряжение о переключении.

Оно отдается непосредственно подчиненному персоналу. В нем указываются последовательность и конечная цель переключений. Распоряжение повторяется дежурным и записывается в оперативный журнал. Заданная последовательность операций проверяется по оперативной схеме.

Бланк переключений.

В соответствии с распоряжением о переключении дежурный заполняет специальный бланк, в котором последовательно записывает все операции с коммутационными аппаратами, устройствами релейной защиты и автоматики, операции по проверке отсутствия напряжения и наложению заземлений и др. Бланк является оперативным документом. Уже само его составление дает персоналу возможность осмыслить полученное задание и продумать производство операций. Составление бланка является обязательным, если в РУ блокировка отсутствует или выполнена не в полном объеме.

Порядок выполнения переключений.

При переключениях дежурный, имея при себе заполненный бланк, действует в следующем порядке:

- на месте переключений внимательно проверяют по надписи наименование присоединения и название оборудования, с которым предстоит проведение операции;
- убедившись в правильности выбранного оборудования, зачитывает по бланку содержание операции и выполняет ее;
- при производстве переключений двумя лицами содержание операции повторяется исполнителем и затем выполняется им;
- после проведения операции запись ее в бланке зачеркивается.

Информация об окончании переключений.

По окончании переключений в оперативном журнале производится запись о всех операциях с коммутационными аппаратами, изменениях в схемах релейной защиты, установленных (или снятых) заземлениях и пр. Для того чтобы записи о наложении и снятии заземлений выделить среди остального текста, их подчеркивают цветными карандашами: красным — при наложении, синим — при снятии заземления. Одновременно вносятся соответствующие изменения в оперативную схему. Об окончании переключений сообщается дежурному, отдавшему распоряжение о переключении. Сообщает получивший распоряжение.

8.2 Переключение при выводе в ремонт выключателей и вводе их в работу после ремонта

Ремонт выключателей целесообразно производить при отключенных (выведенных из работы) электрических цепях, в которых они установлены. Это позволяет лучше организовать производство ремонтных работ и сократить число операций при переключениях. Но отключения электрических цепей на длительный срок не всегда возможны. Поэтому ремонт выключателей производится с сохранением электрических цепей в работе, а вывод в ремонт их выключателей осуществляется одним из следующих способов:

- при схеме с одним выключателем на цепь и двумя системами шин выключатель выводят из схемы, а вместо него в схему вводят ШСВ;
- при схемах с одним выключателем на цепи, одной или двумя основными и обходной системой шин цепь заводят на обходную систему шин и ее выключатель заменяют обходным;
- при схемах с двумя выключателями на присоединение и двумя системами шин, а также при схемах многоугольника и полуторной выводимый в ремонт выключатель и его разъединители с обеих сторон отключают.

Основные группы операций при вводе в работу выключателя цепи, включенной с помощью ШСВ, после окончания ремонта:

- отключают цепь, снимают перемычку, установленную при выводе выключателя в ремонт, и выключатель присоединяют к шинам;
- после присоединения выключателя цепь включают разъединителями на резервную систему шин и вводят в работу через два последовательно включенных выключателя: выключатель цепи и ШСВ;
- цепи защит поочередно переключают с трансформаторов тока ШСВ на трансформаторы тока выключателя цепи, защиты проверяют под нагрузкой и их действие переключают на выключатель цепи; включают устройства автоматики;- восстанавливают нормальную схему первичных соединений РУ согласно принятой фиксации присоединений.

- с вводимого в работу выключателя снимают заземления;- к трансформаторам тока вводимого в работу выключателя подключают временные, проверенные от постороннего источника тока защиты;

- при помощи испытательных блоков к схеме ДЗШ подключают цепи трансформаторов тока вводимого в работу выключателя;

- включают линейные и шинные разъединители и выключатель цепи, после чего отключают обходной выключатель;

- переводят с обходного выключателя, проверяют под нагрузкой и включают по нормальной схеме с действием на введенный в работу выключатель все защиты цепи, а временно включенные защиты отключают; включают устройство автоматики;

- отключают разъединители цепи от обходной системы шин.

8.3 Подготовка выключателя к вводу в работу

После окончания монтажа или ремонта необходимо произвести тщательный осмотр и проверку выключателя и привода:

- проверить правильность и надежность подсоединения рамы выключателя к заземляющему контуру;

- проверить надежность контактов на ошиновке и наличие термоиндикаторов;

- очистить от пыли поверхность выключателя, протереть мягкой, чистой ветошью изоляционные детали;

- проверить наличие смазки на трущихся деталях выключателя и привода;

- проверить наличие масла и его уровень в полюсах выключателя;

- проверить работу масляного буфера, для чего нажать шток поршня вниз до упора, затем резко отпустить; при этом поршень должен быстро, без заеданий возвратиться в исходное положение;

- проверить исправность действия блокировочных устройств;

- проверить наличие надписей диспетчерских наименований и соответствие их требованиям инструкции;

-проверить наличие записей в ремонтной и технической документации, в журналах Готовности оборудования после профиспытаний и Указаний оперативному персоналу о готовности устройств РЗА;

-убедиться в отсутствии выброса масла в зоне масляного буфера.

8.4 Эксплуатация выключателей

1. Персонал, обслуживающий выключатели, должен знать устройство и принцип действия аппарата, знать и выполнять требования настоящей инструкции.

2. Все сведения о неисправностях, обнаруженных во время работы выключателя, необходимо записывать в Журнал дефектов и сообщать мастеру МП РЭС, а сведения об отключении коротких замыканий – в Журнал автоматических отключений.

3. За время эксплуатации обслуживающий персонал обязан:

- следить за тем, чтобы рабочее напряжение и ток нагрузки выключателя не превышали величин указанных в таблице 1;

- следить за уровнем масла в полюсах выключателя и отсутствием течей масла;

- не допускать в помещении распредустройства скопление пыли.

4. После отключения короткого замыкания выключатель должен быть осмотрен. При этом проверяется отсутствие выброса масла через жалюзи маслоотделителя. Значительный выброс масла свидетельствует о ненормальном отключении короткого замыкания, выключатель должен быть выведен из работы и осмотрен. Если после отключения короткого замыкания отмечено потемнение масла в масломерном стекле, масло в выключателе следует заменить. Внимательно осматриваются тяги, проходные и опорные изоляторы обращается внимание на отсутствие трещин и степень загрязнения фарфора, в необходимых случаях производится протирка изоляции после вывода выключателя из работы.

5. Для поддержания выключателя в работоспособном состоянии в течении всего периода эксплуатации установлены следующие виды технического обслуживания:

- периодический осмотр;
- текущий ремонт;
- средний ремонт;
- капитальный ремонт;
- внеплановый ремонт.

6. Периодический осмотр должен производиться не реже одного раза в месяц.

При осмотрах проверяется отсутствие ненормального нагрева выключателя; признаками нагрева является едкий специфический запах горелой изоляции вследствие обугливания нижнего и верхнего бакелитовых цилиндров и камеры, а также перегрева масла. При этом темнеет также масло в масломерном стекле. Особое внимание следует уделять контролю нагрева выключателя при больших нагрузках и высокой температуре окружающего воздуха.

7. Текущий ремонт выключателя должен производиться 1 раз в год.

8. При текущем ремонте необходимо производить следующие работы:

- проверка состояния и подтяжка болтовых соединений, в том числе и контактных;
- проверка работы кинематики приводного механизма и привода;
- проверка целостности и очистка изоляционных деталей, регулировка уровней масла в полюсах и масляном буфере;
- подтяжка или замена уплотняющих прокладок.

9. Средний ремонт выключателя производится через 3-4 года после капитального. При этом выполняется комплекс работ в объеме текущего ремонта и дополнительно к этому замеряется переходное сопротивление полюсов, скоростные и механические характеристики. Если измеренные

характеристики имеют отклонения, производится разборка и регулировка выключателя и высоковольтные испытания в полном объеме.

10. Внеочередной ремонт производится после отключения 6 коротких замыканий. При этом целесообразно сохранить предыдущую регулировку. Поэтому следует разбирать выключатель в минимальном объеме. Порядок и объем разборки следующий:

- снимаются межфазные перегородки;
- производится расшировка нижнего выводного контакта;
- сливается масло;
- открываются нижние крышки, вынимаются гасительные камеры и распорные цилиндры;
- открываются верхние бакелитовые крышки и вынимаются маслоотделители.

Дальнейшую разборку производят только при необходимости.

Также осматривают и ремонтируют при необходимости дугогасительную камеру и распорный цилиндр. Проверяют работу масляного буфера и уровень масла в нем, выключатель тщательно очищают от пыли и грязи. Подтягивают гайки и болты, заменяют поломанные шплинты, проверяют отсутствие течей масла в уплотнениях.

Кроме того, после выполнения 450 отключений токов, близких к номинальным токам необходимо производить замену масла, частичную замену контактов - через 900 отключений, полную замену контактов к камер - через 1800 отключений токов близких к номинальному.

11. Капитальный ремонт производится с периодичностью 1 раз в 8 лет. В объем капитального ремонта входят:

- общий осмотр, отсоединение шин, снятие основных цилиндров с рамы;
- осмотр и ремонт приводного механизма;
- осмотр и ремонт дугогасительных устройств и контактной системы;
- регулировка выключателя;
- присоединение шин, покраска, испытания выключателя;

- оформление документации.

8.5 Вывод выключателя из работы, порядок допуска к ремонту и испытаниям

1. Вывод выключателя в плановый ремонт производится по заявке, подаваемой в установленные сроки. Вывод в аварийный ремонт – по аварийной заявке, подаваемой немедленно после обнаружения аварийного состояния.

2. Ремонт выключателя на месте установки производится по наряду-допуску после допуска бригады на подготовленное в соответствии с требованиями ПБЭЭ рабочее место.

3. У руководителя работ на рабочем месте должна находиться утвержденная технологическая карта ремонта или проект организации работ.

4. В состав бригады по ремонту может быть включен персонал лаборатории изоляции для проведения высоковольтных испытаний.

8.6 Меры безопасности при эксплуатации выключателей

1. При осмотре выключателя запрещается проникать за сетчатые или барьерные ограждения и приближаться к токоведущим частям или полюсам выключателя на расстояние менее допустимого ПБЭЭ.

2. Если при осмотре выключателя обнаружено снижение уровня масла в масломерном стекле хотя бы одного полюса выключателя на 15-20 мм ниже нижней черты, об этом должно быть сообщено диспетчеру и мастеру МП, а со схем управления выключателя снят оперативный ток для предотвращения автоматического или дистанционного его отключения и разрушения. После этого должны быть приняты экстренные меры по выводу его из работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании отпаичной тяговой подстанции переменного тока за основу принимался типовой проект такой подстанции. По расчетной мощности тяговой нагрузки, суточным графиком нагрузки районных потребителей и рассчитанной мощности собственных нужд были определены мощности и выбраны трансформаторы тяговой подстанции:

- два тяговых трансформатора ТДТНЖ – 40000/220;
- два трансформатора районных потребителей 10 кВ ТМ – 1000/35;
- два трансформатора собственных нужд ТМ–250/35–74У1.

Выбор аппаратуры и расчет токоведущих элементов подстанции произведен как по условиям их нормальной работы, так и по условиям работы при коротком замыкании. Оборудование тяговой подстанции выбрано серийное с учетом новых образцов выпускаемых промышленностью. Так вакуумные

выключатели на шинах ВВС-35, 27,5 кВ и 220 кВ выбраны типы ВВК, разъединители типа РНДЗ.

В специальной части проекта был произведён расчёт основных показателей надёжности высоковольтного оборудования; расчёт остаточного ресурса силового трансформатора и коммутационного ресурса выключателей. Так же были проведены анализы по всем этим пунктам.

В разделе по электробезопасности рассмотрен вопрос при замене выключателя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев И.И. Электротехнический справочник – 5-е изд., стереотип. – М.: ИП Радиософт, 2010.-384 с.:ил.

2. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

3. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems

4. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2008 г.
5. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 N 49 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 22.03.2007 N 9134)
6. Рожин А.Н. Учебное пособие: Системы электроснабжения. Киров 2008г.
7. Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009.Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
8. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
9. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
10. URL: <http://www.ielektro.ru/Document52147.html> (доступ от 26.01.2016)
11. Киреева Э.А. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Москва, 2008 г.
12. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
13. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
14. URL: <http://leg.co.ua/stati/podstancii/voprosy-bezopasnosti-svyazannye-s-neutralnyami-elektrostanovok.html> (доступ от 26.01.2016)

15.Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

16.Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв. - Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.

17.Правила устройства электроустановок. Издание 7 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204)

18.URL: <http://rza001.ru/komarov/65-sredstva-telemekhaniki-dispetchers-kogo-i-tekhnologicheskogo-upravleniya> (доступ от 26.01.2016)

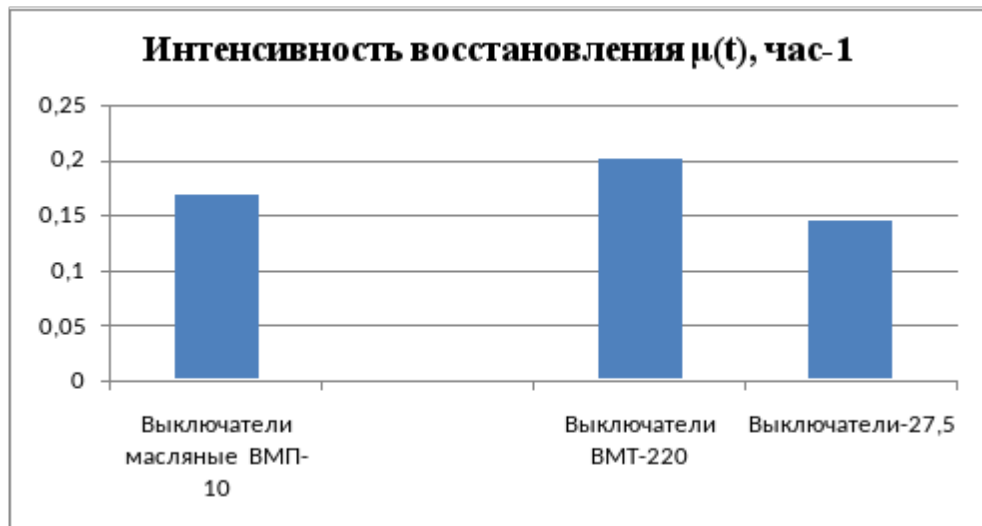
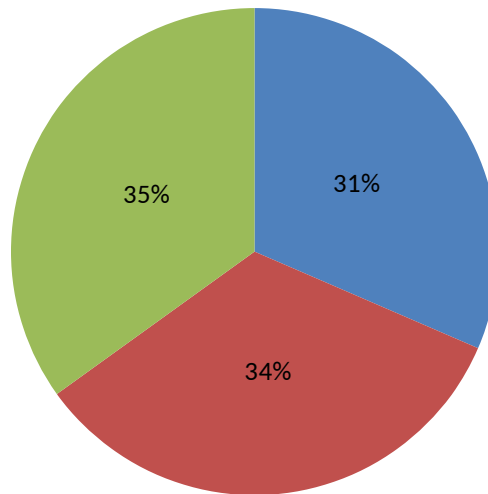
19.Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

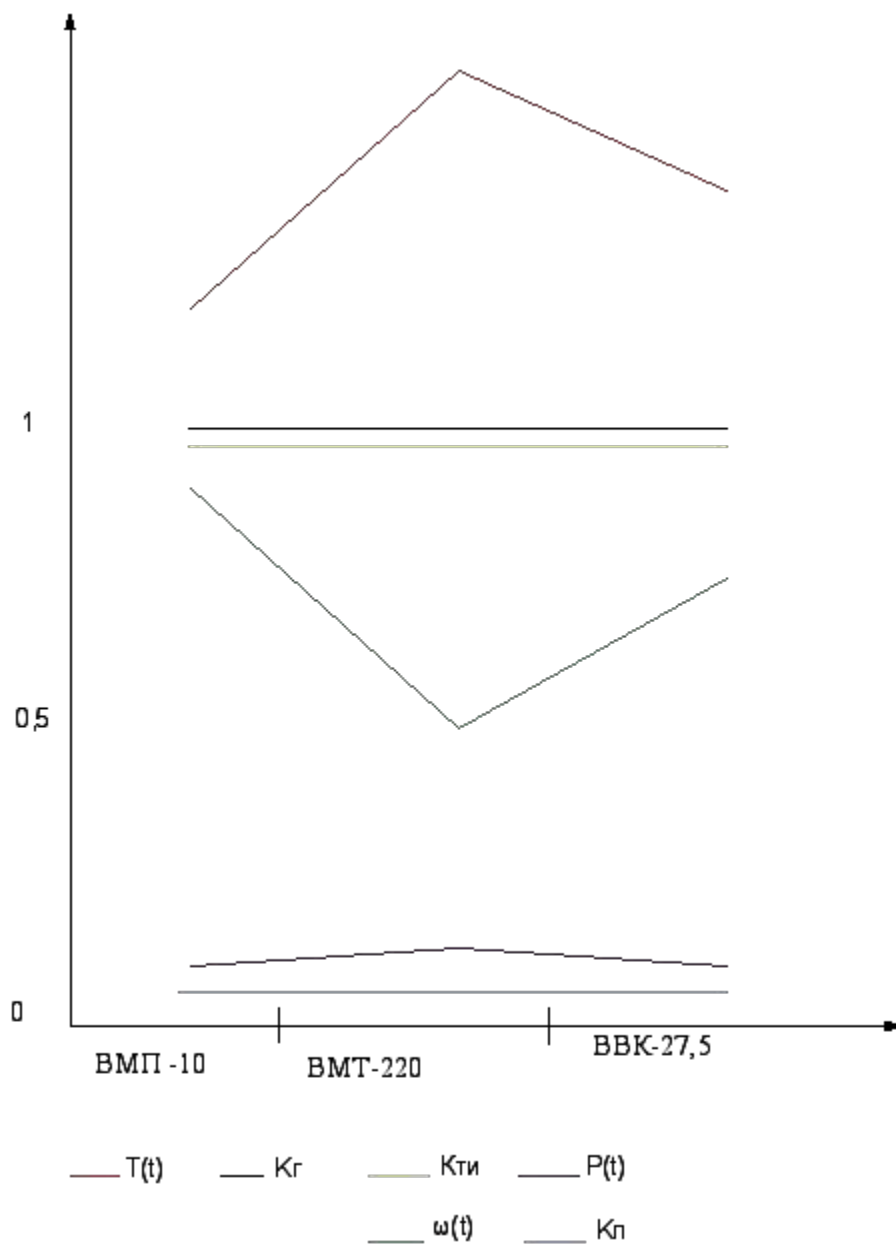
20.(2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

21.Распоряжение ОАО «Российские железные дороги» №2183 р от 04 декабря 2013 года «Об индексах пересчёта сметной стоимости строительных, ремонтно-строительных, монтажных работ и оборудования». [1]

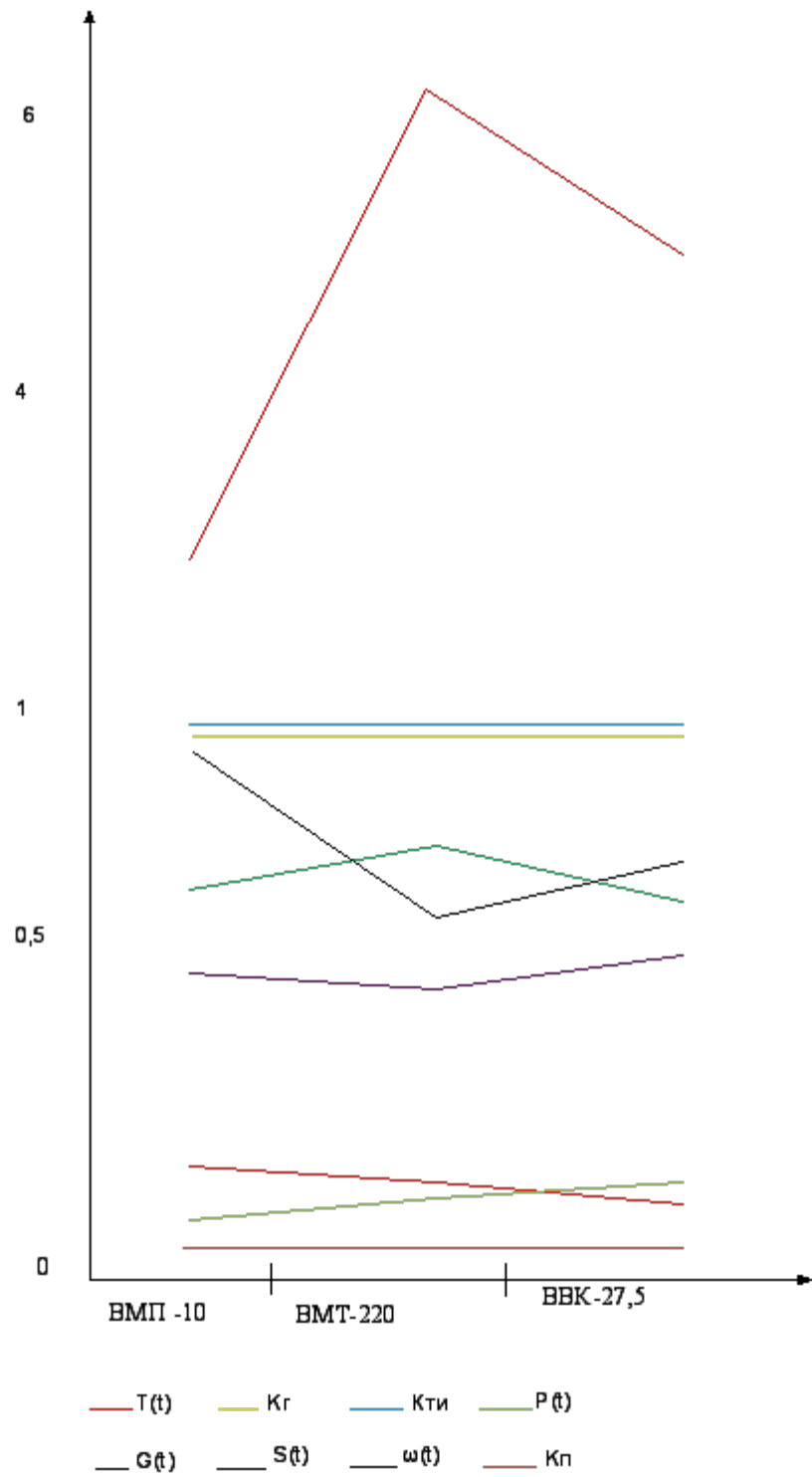
ПРИЛОЖЕНИЕ А
Анализ показателей надёжности
Анализ показателей надёжности выключателей ТП

■ Выключатели масляные ВМП-10
 ■ Выключатели ВМТ-220
 ■ Выключатели-27,5

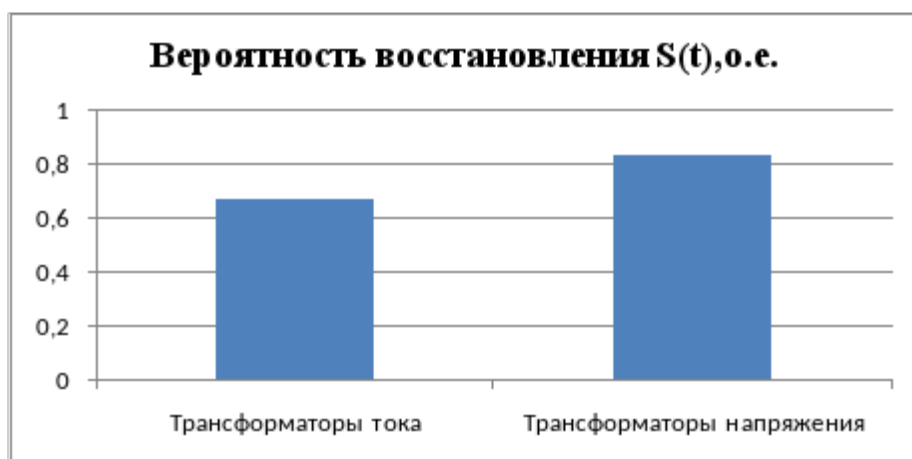


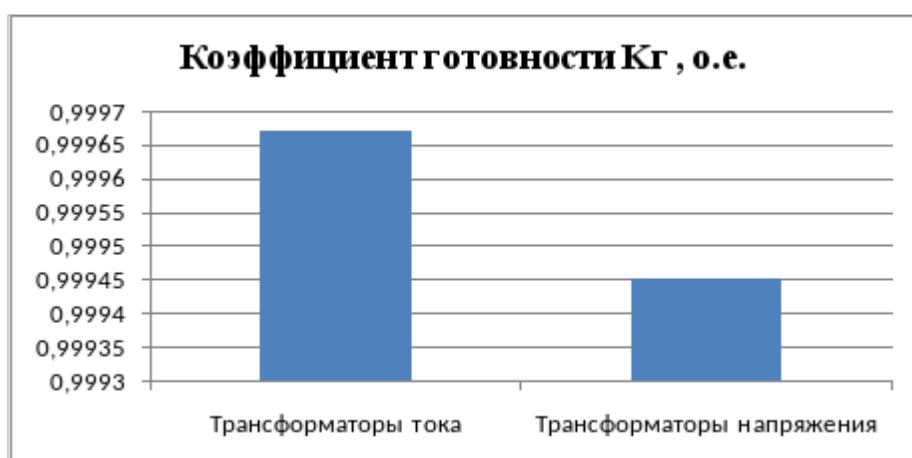
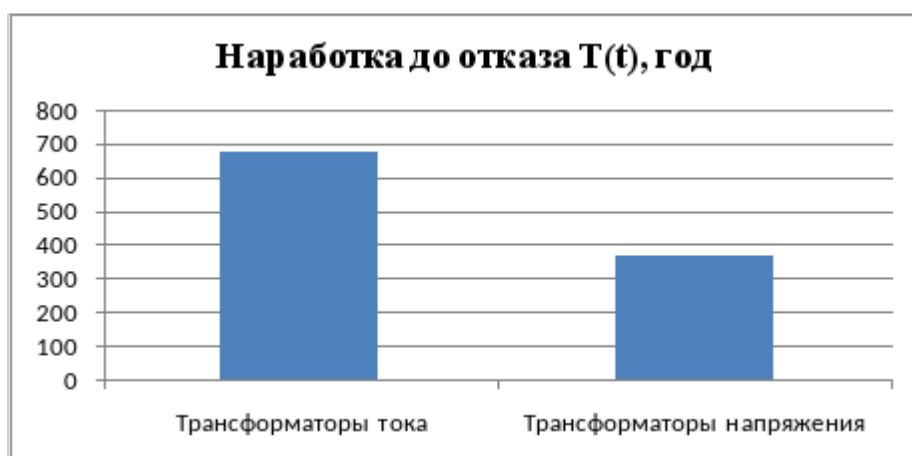


Анализ показателей надёжности выключателей ТП: Михайло-Чесноковская, Леденая, Белогорск.



Анализ показателей надёжности измерительных трансформаторов ТП:
 Михайло-Чесноковская, Леденая, Белогорск.

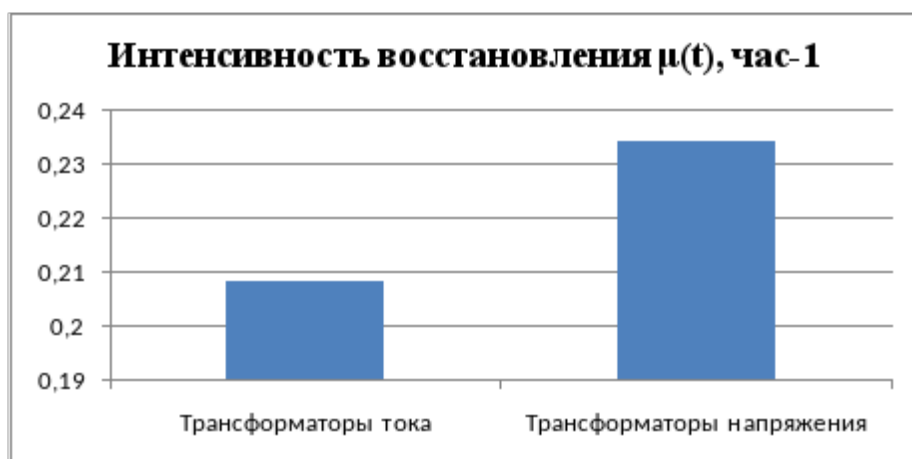


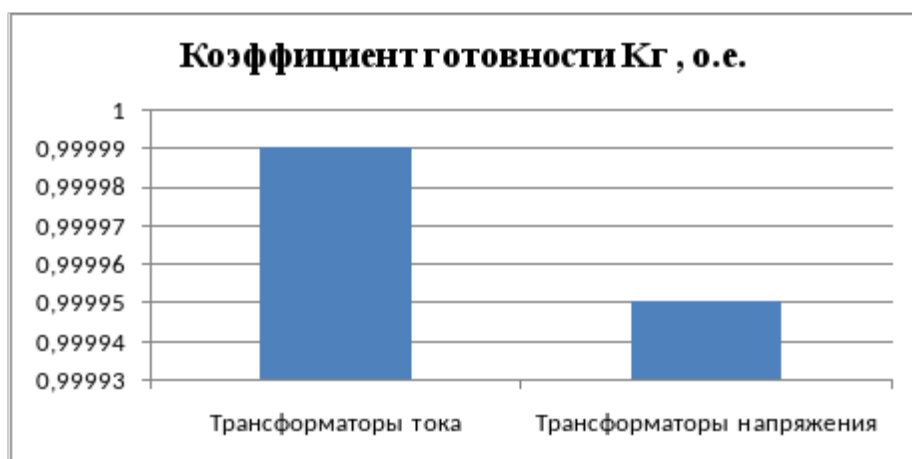


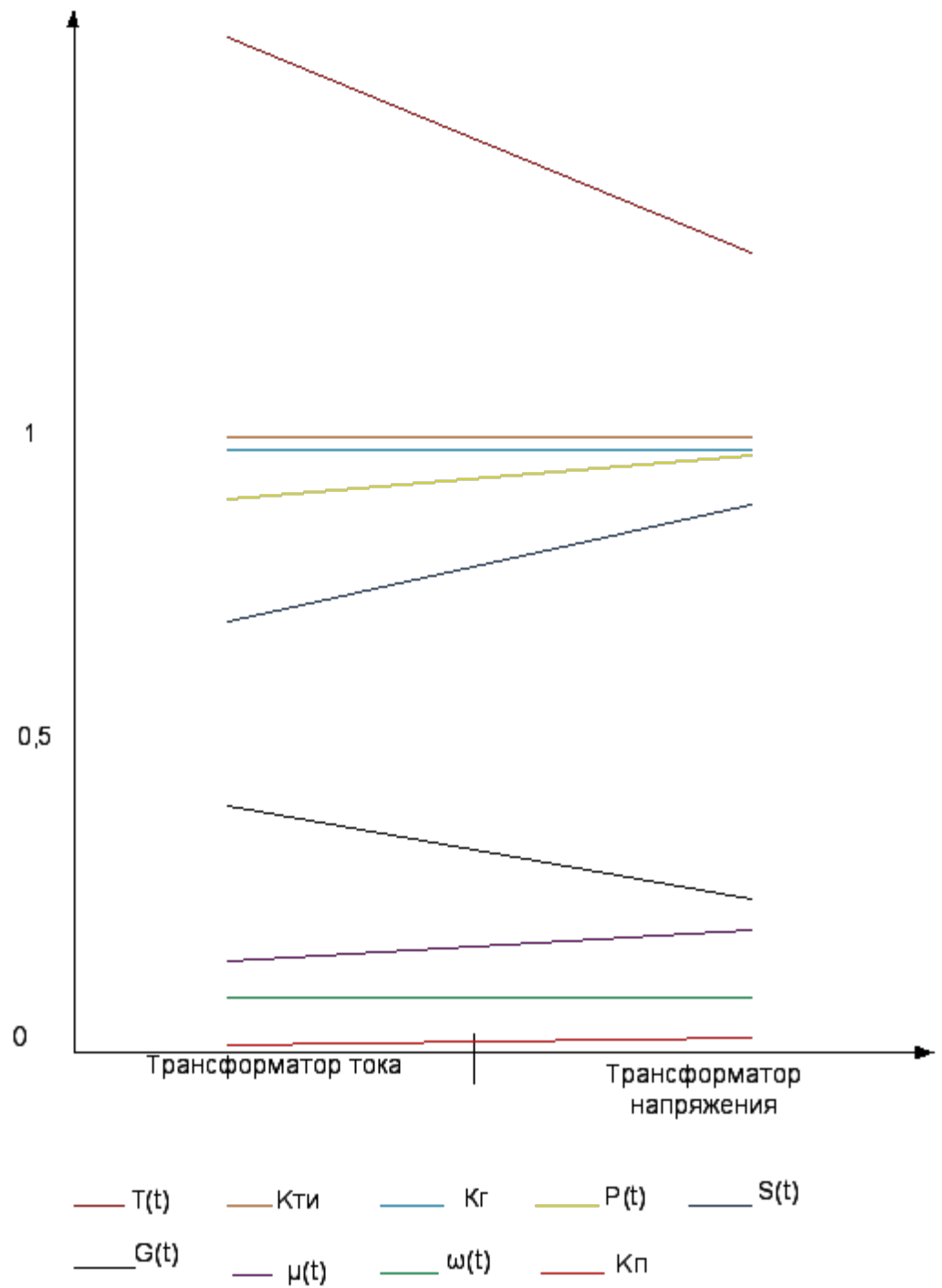


Анализ показателей надёжности измерительных трансформаторов ТП.

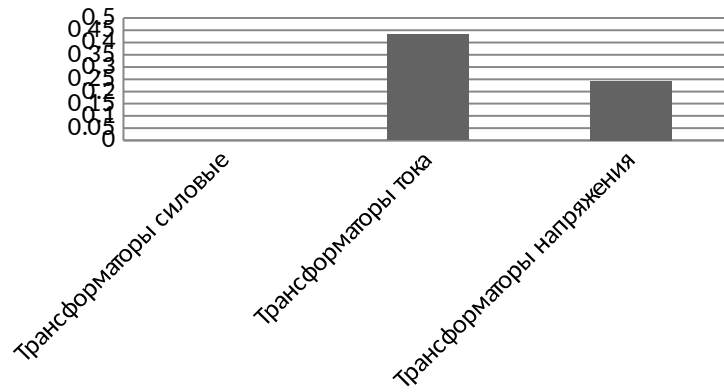


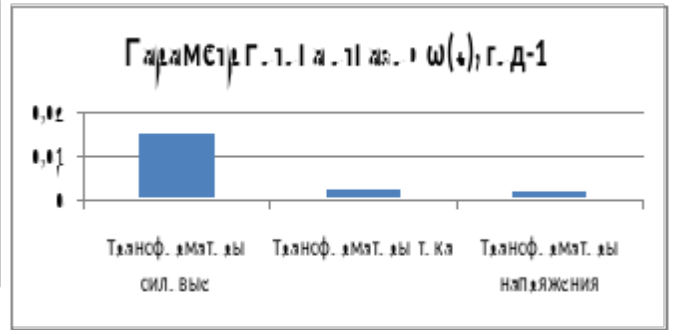
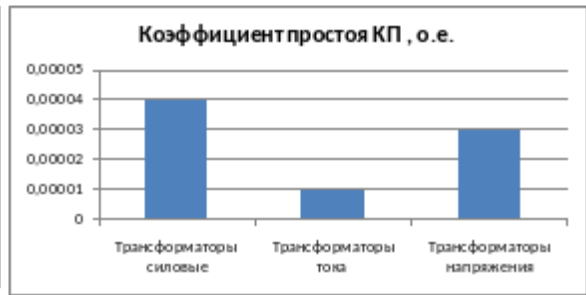




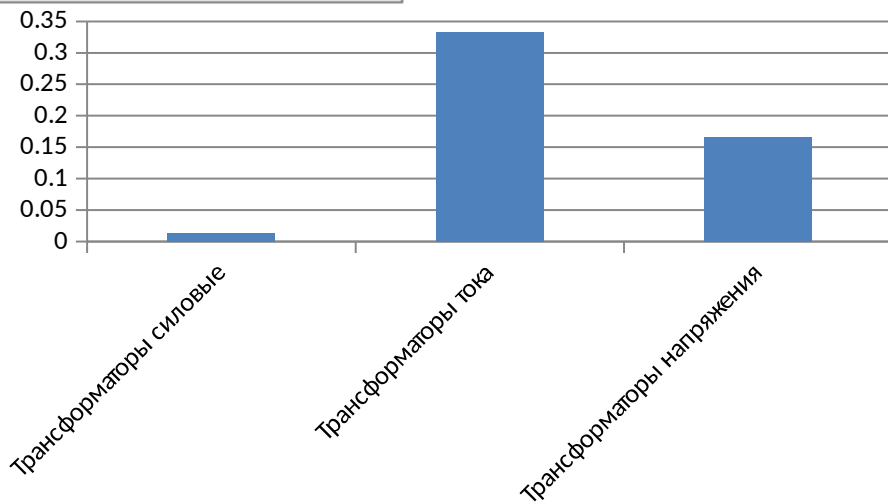


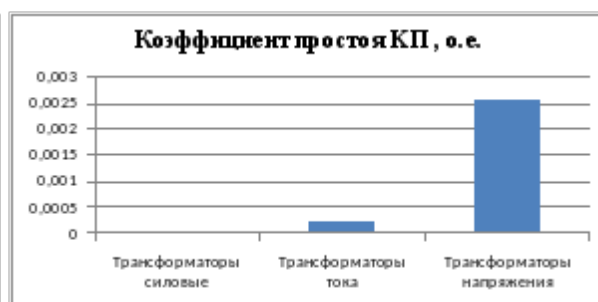
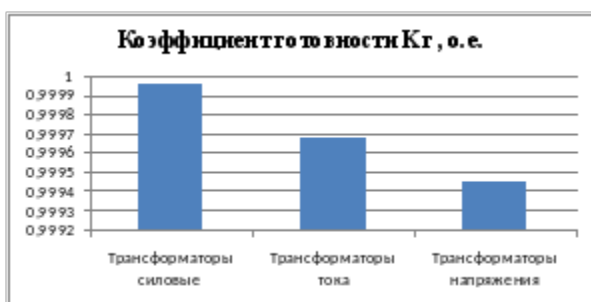
Анализ показателей надёжности ТП Михайло-Чесноковская



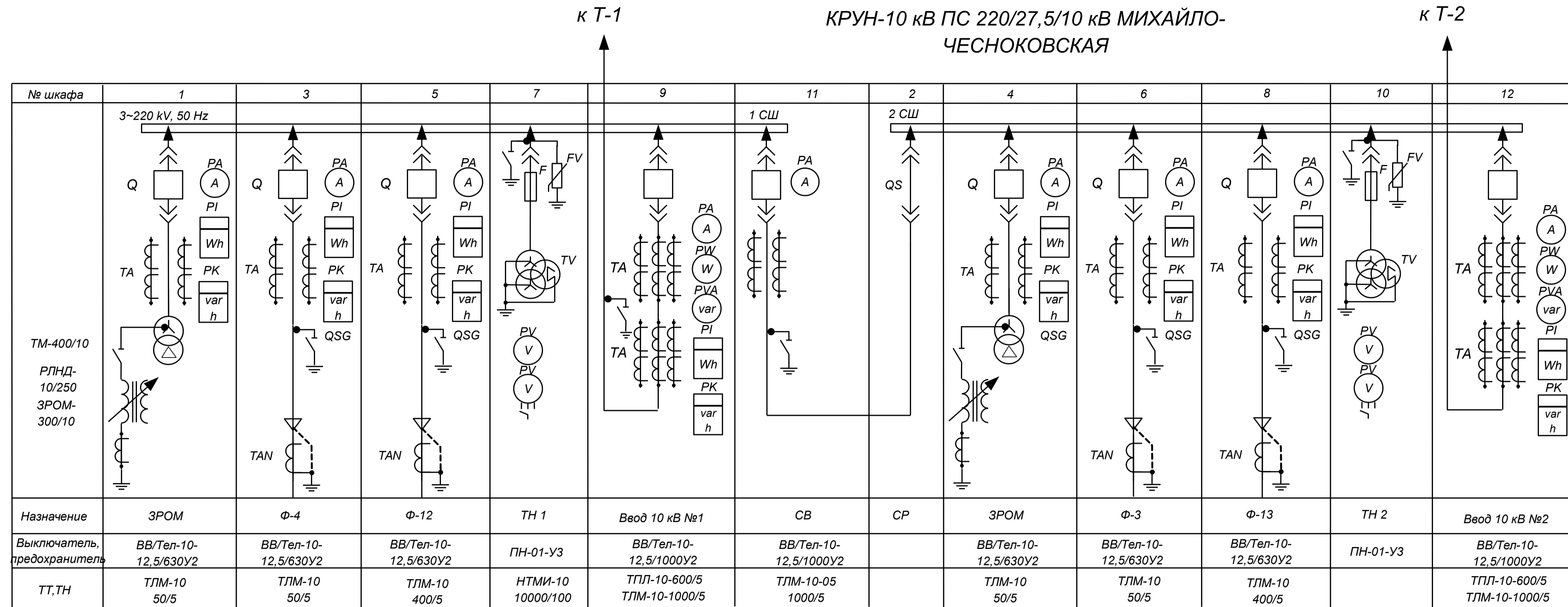


Анализ показателей надёжности трансформаторов ТП: Михайло-Чесноковская, Леденая, Белогорск.

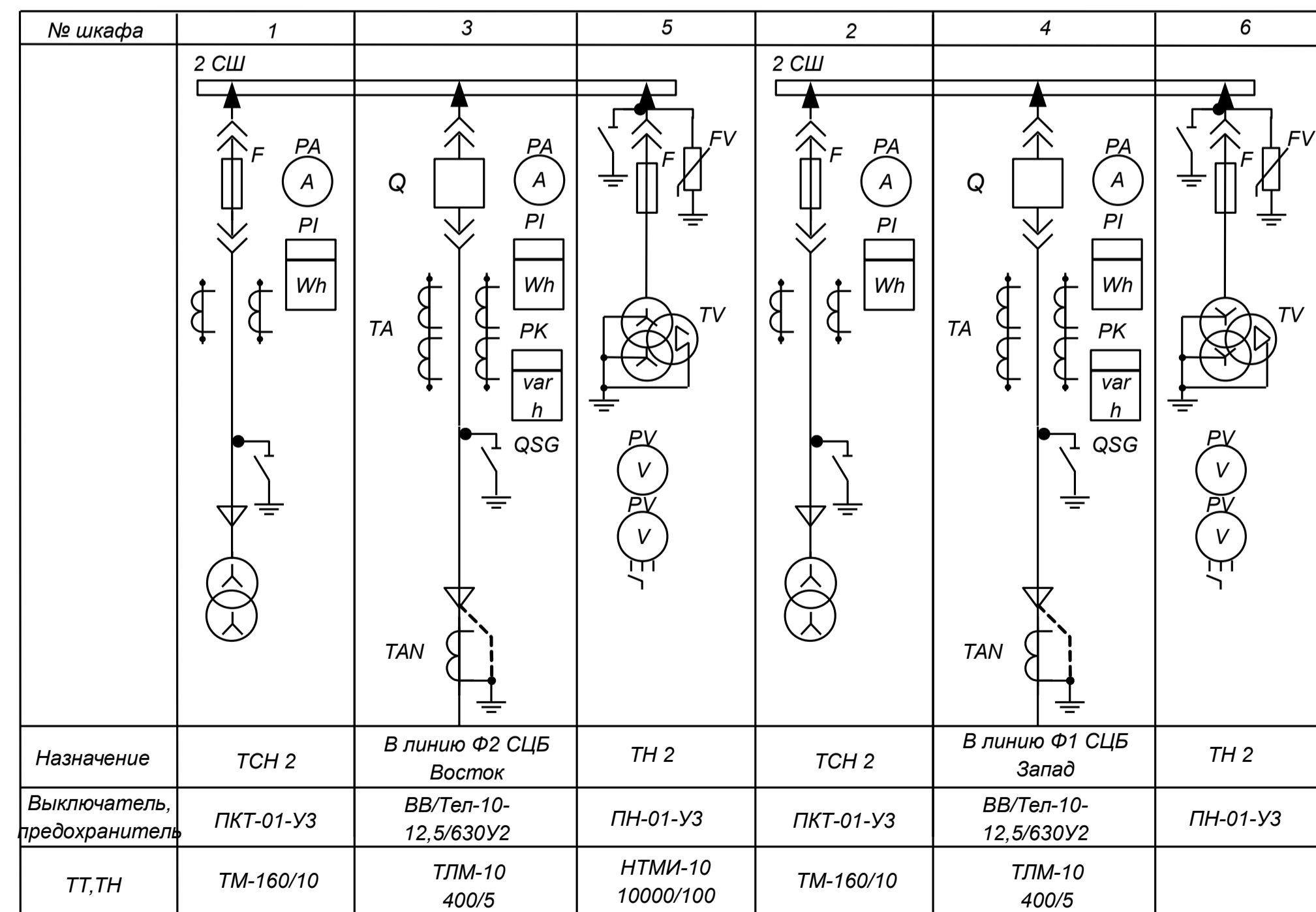




Приложение В



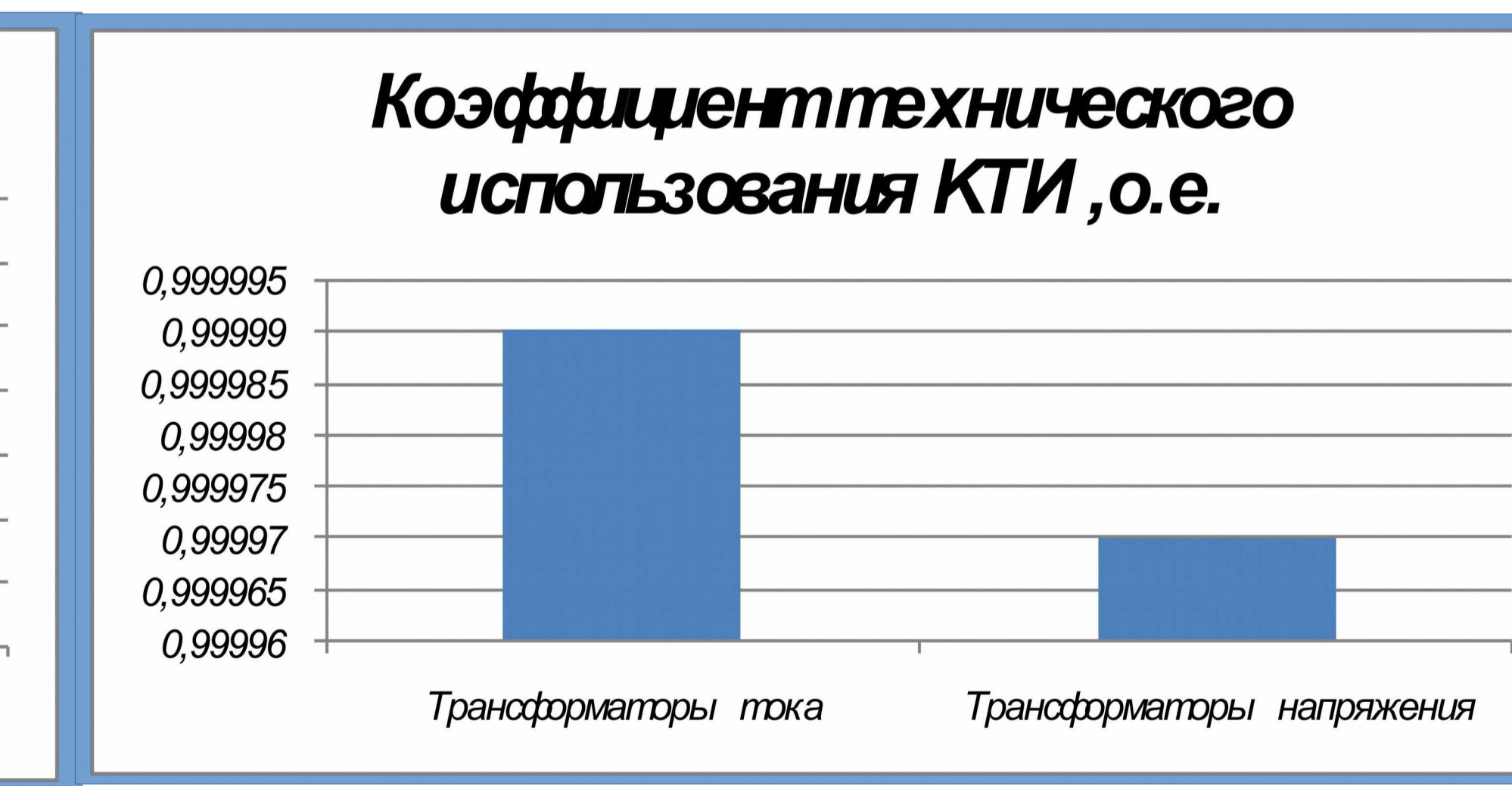
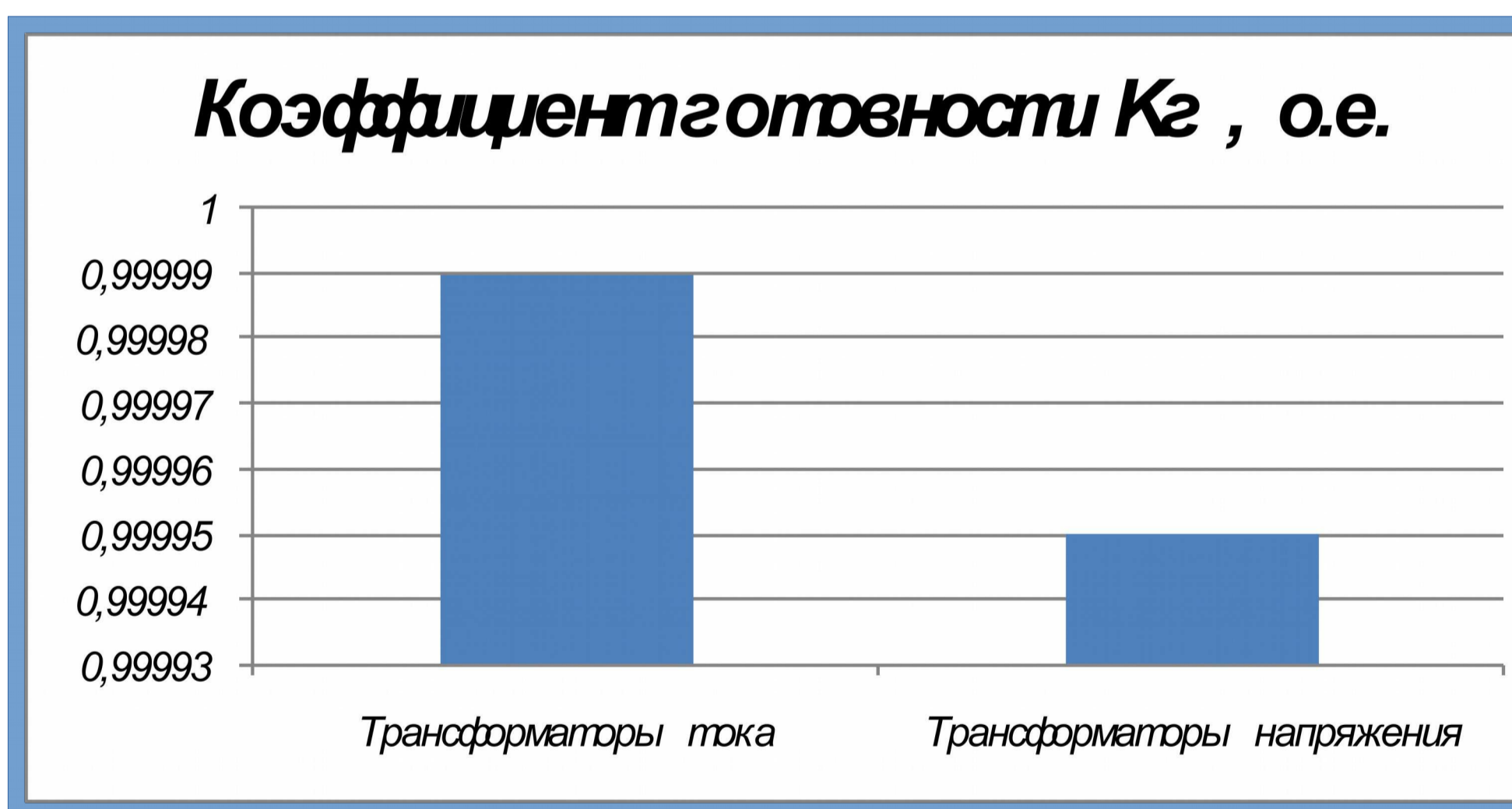
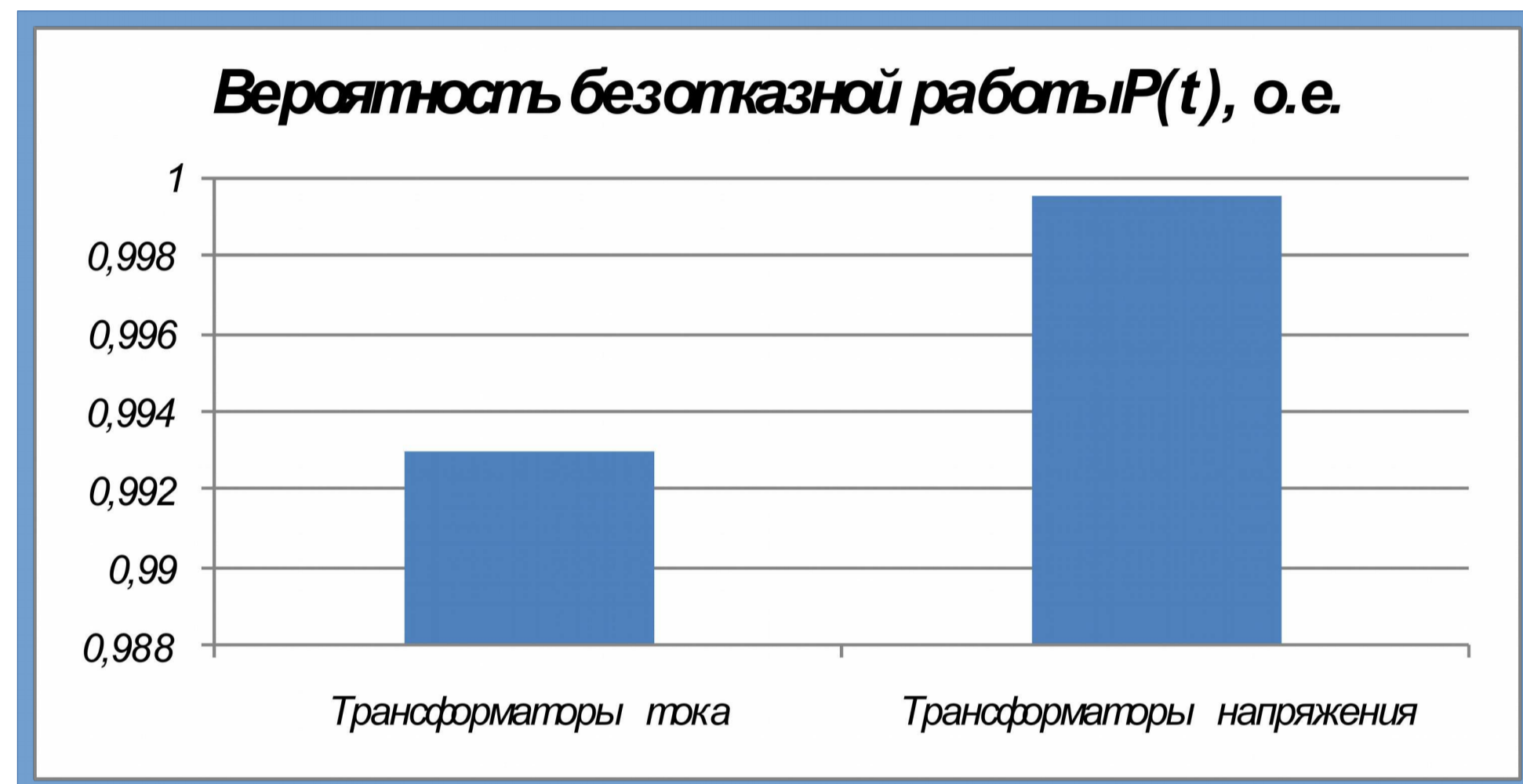
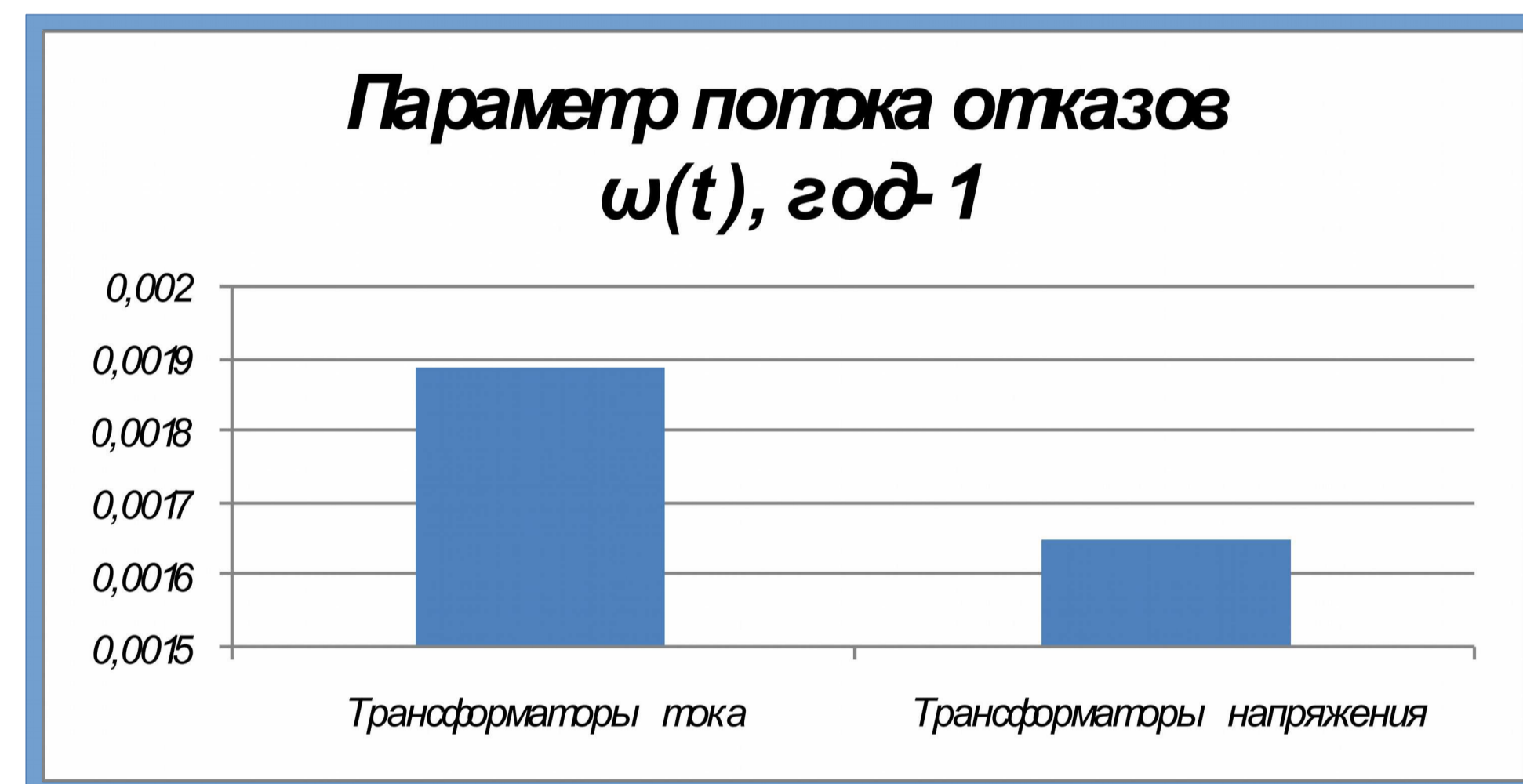
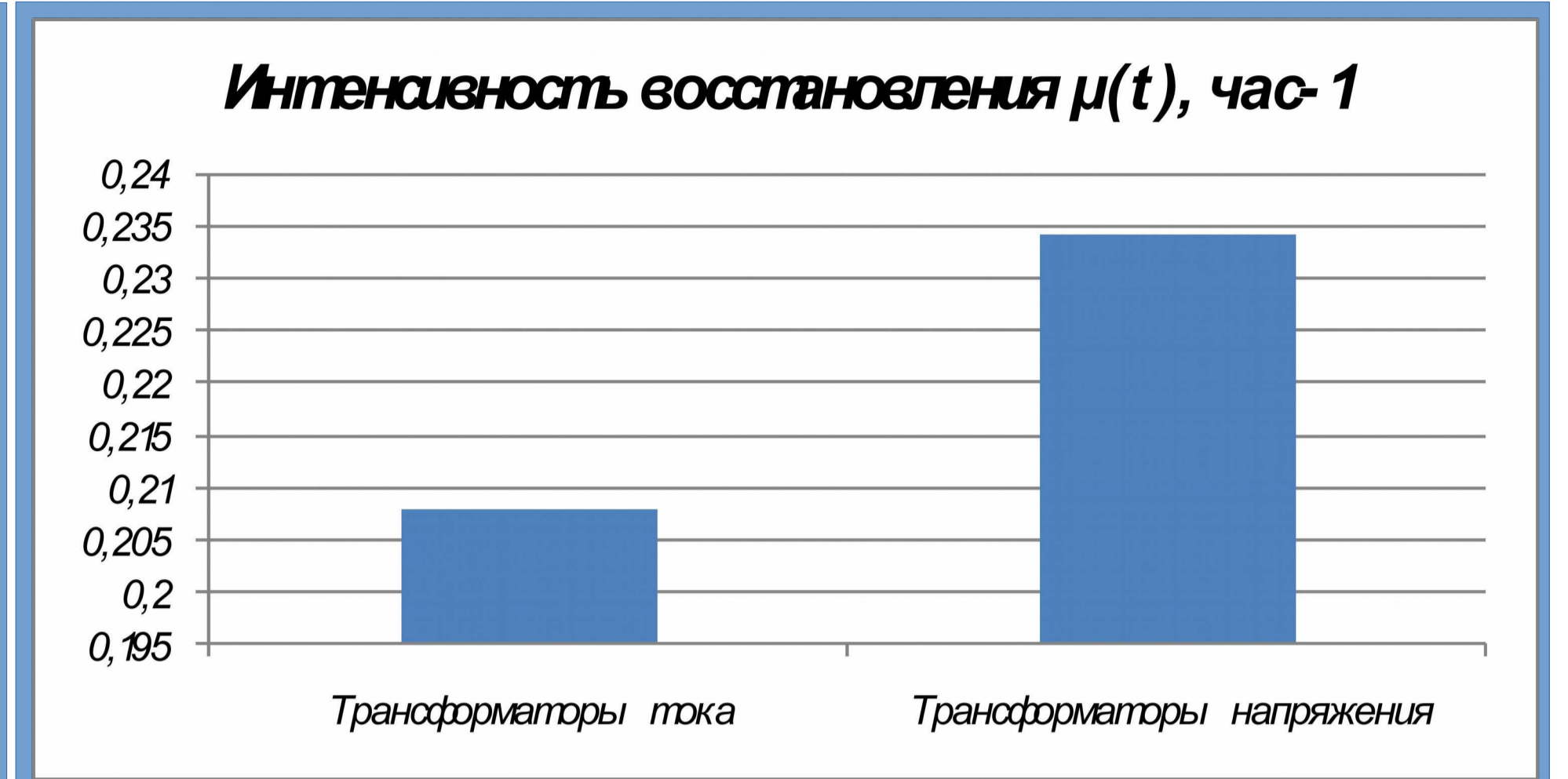
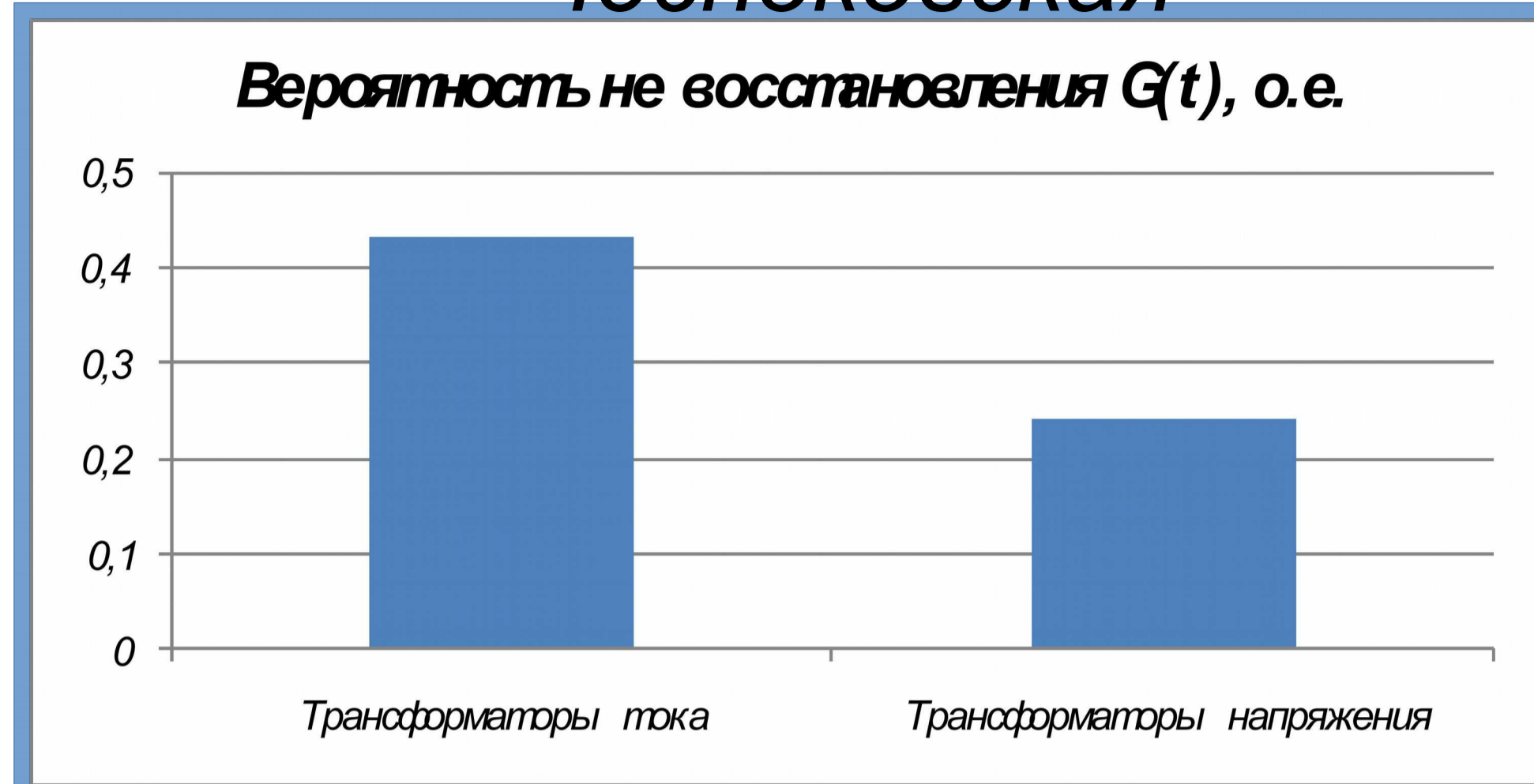
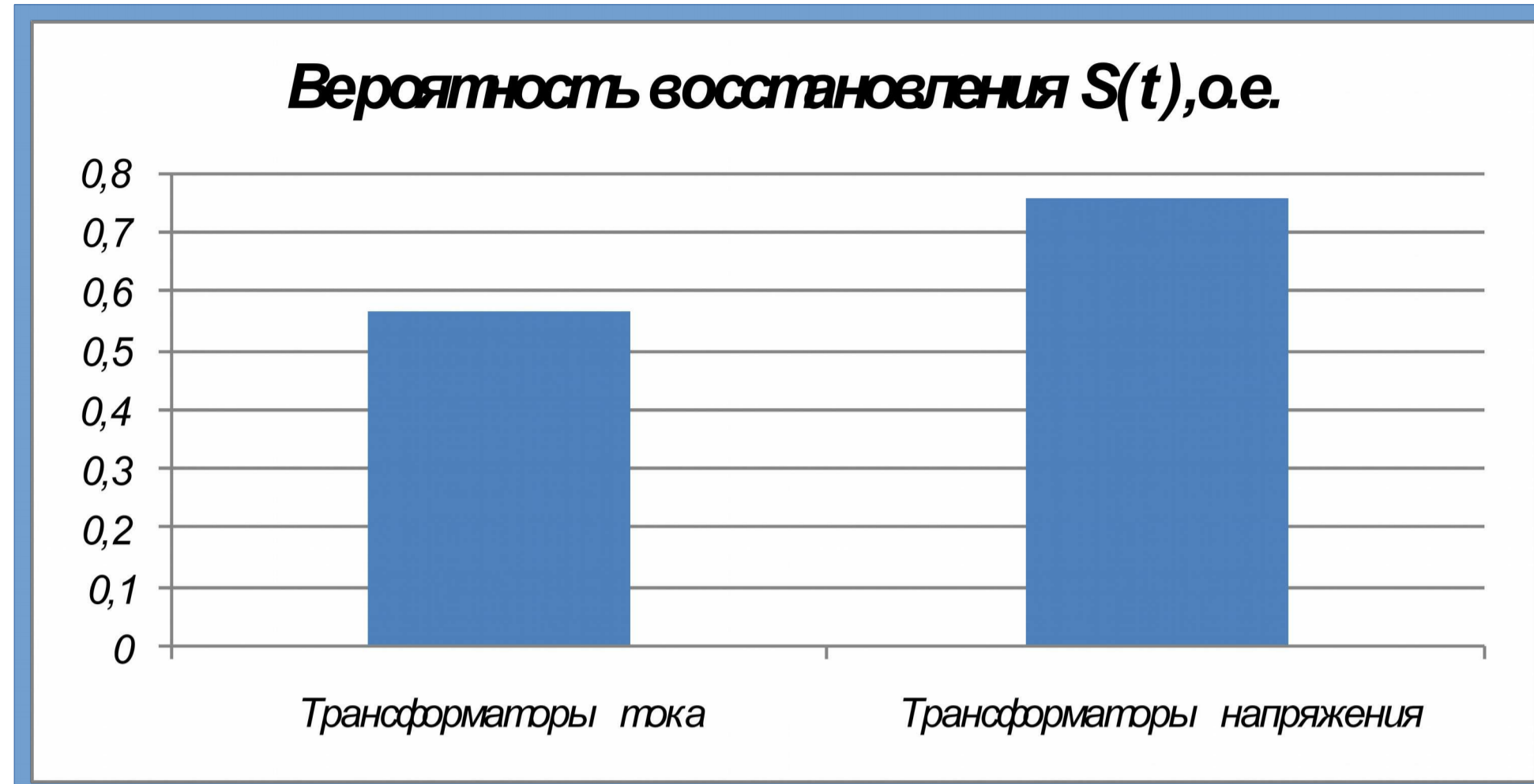
СЦБ ПС 220/27,5/10 кВ МИХАЙЛО-ЧЕШОКОВСКАЯ



				ВКР.134160.13.03.02. СК.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА РУНН ПС МИХАЙЛО-ЧЕШОКОВСКАЯ	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	Мягочев					д		
Провер.	Мягочев					Лист 2	Листов 6	
Т. Контр.	Мягочев					АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА МИХАЙЛО-ЧЕШОКОВСКАЯ		
Н. Контр.	Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра Энергетики			
Утв.	Савина Н.В.							

Приложение Г

Анализ показателей надёжности измерительных трансформаторов ТП Михайло-Чесноковская



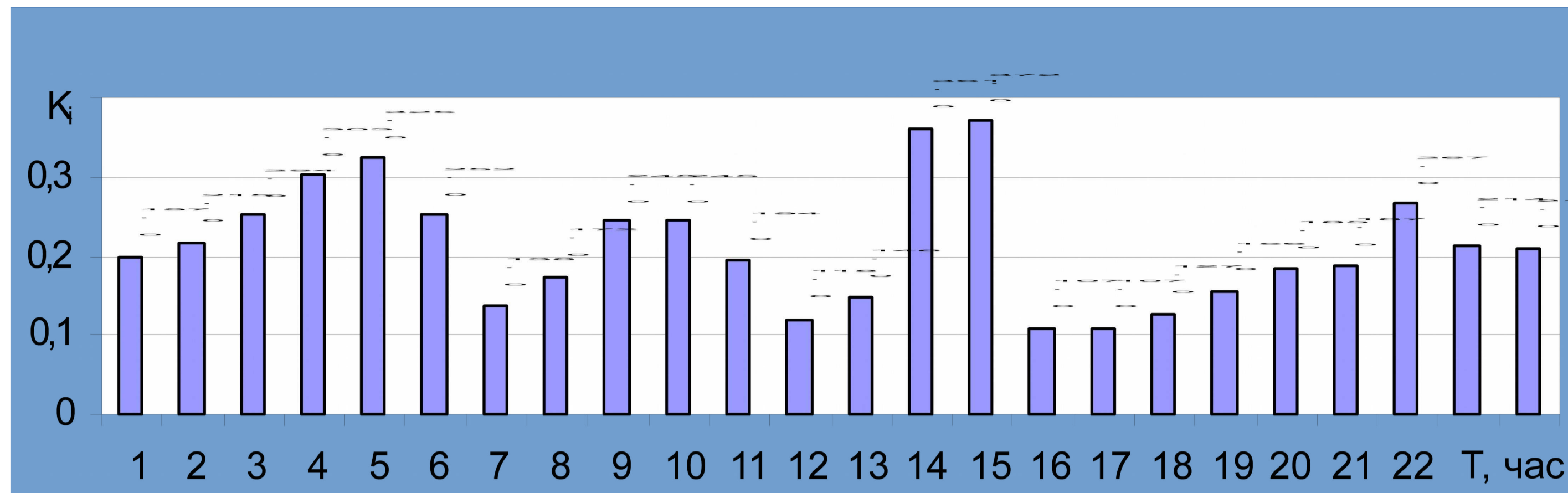


График нагрузки трансформатора ТП М-Чесноковская весенне-летнего периода

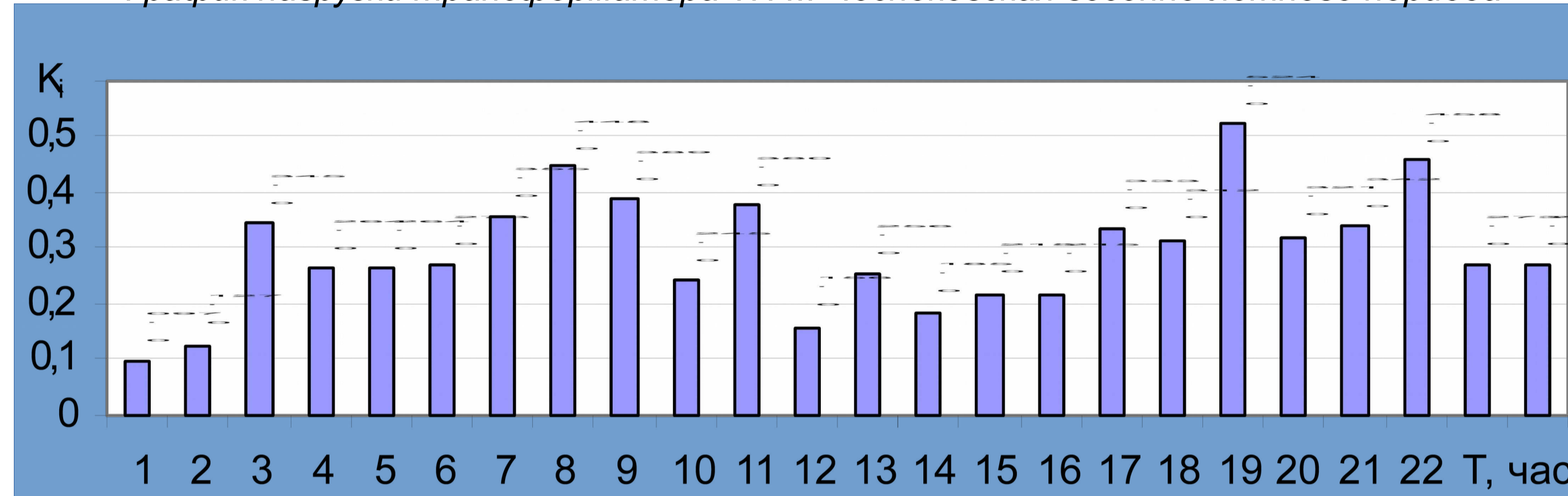


График нагрузки трансформатора ТП М-Чесноковская осенне-зимнего периода

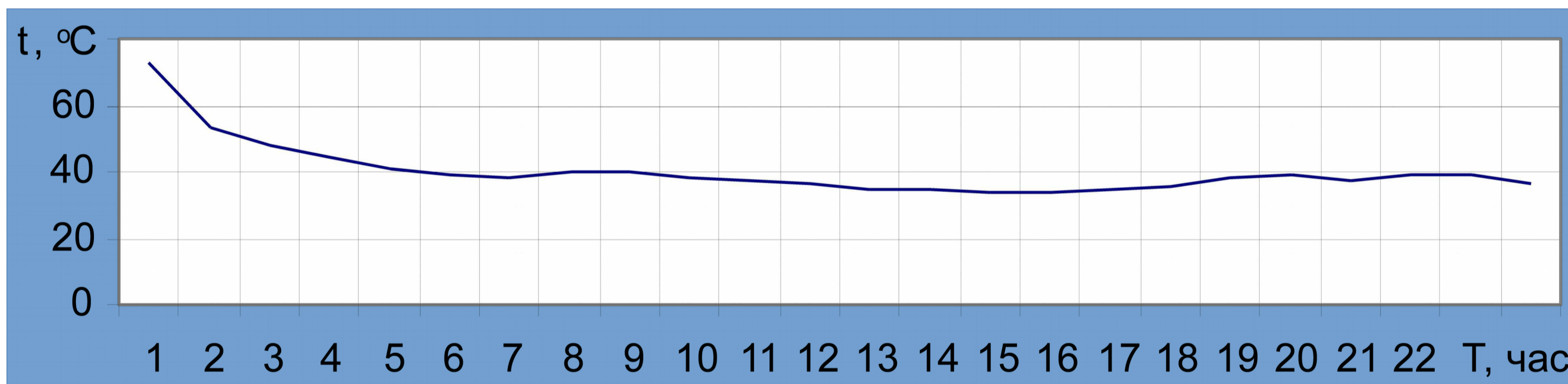


График температуры наиболее нагретой точки трансформатора ТП М-Чесноковская осенне-зимнего периода

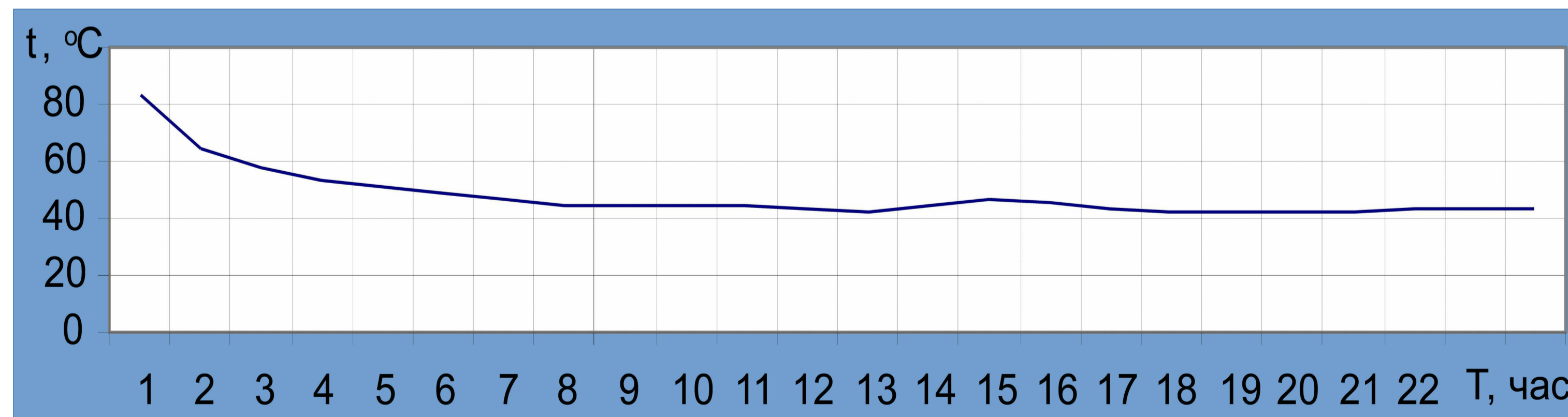


График температуры наиболее нагретой точки трансформатора ТП М-Чесноковская весенне-летнего периода

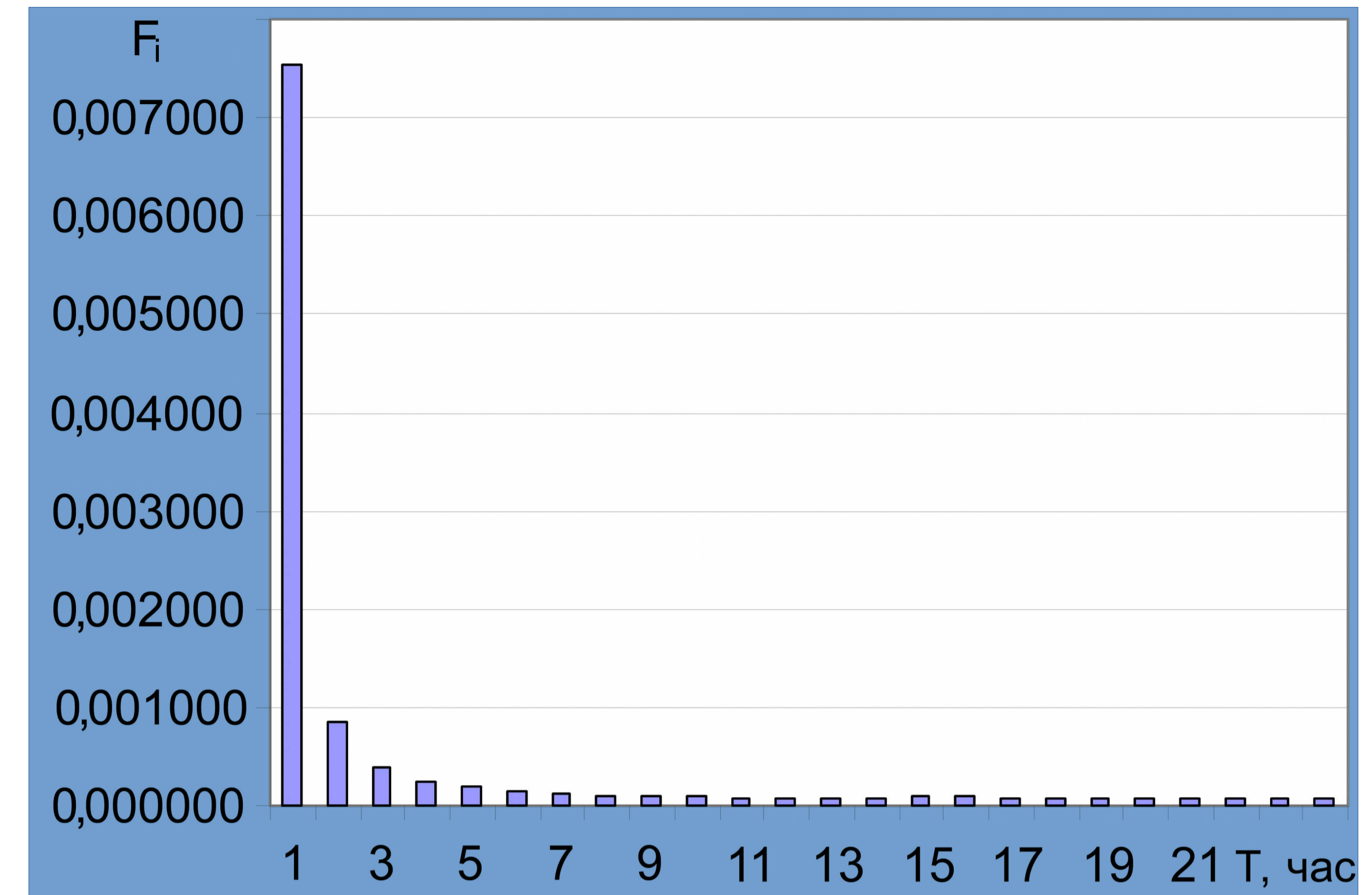


График износа трансформатора ТП М-Чесноковская весенне-летнего периода

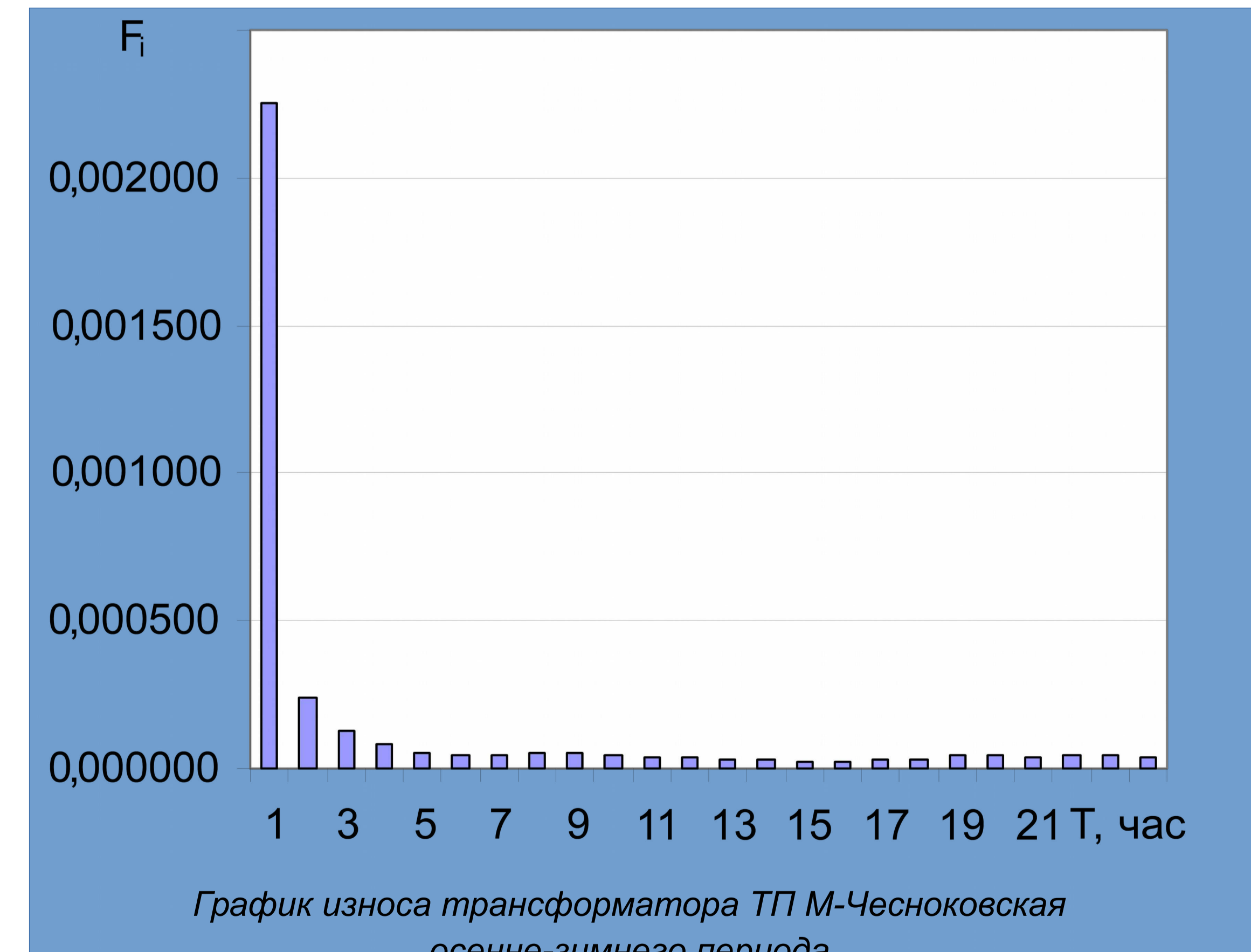
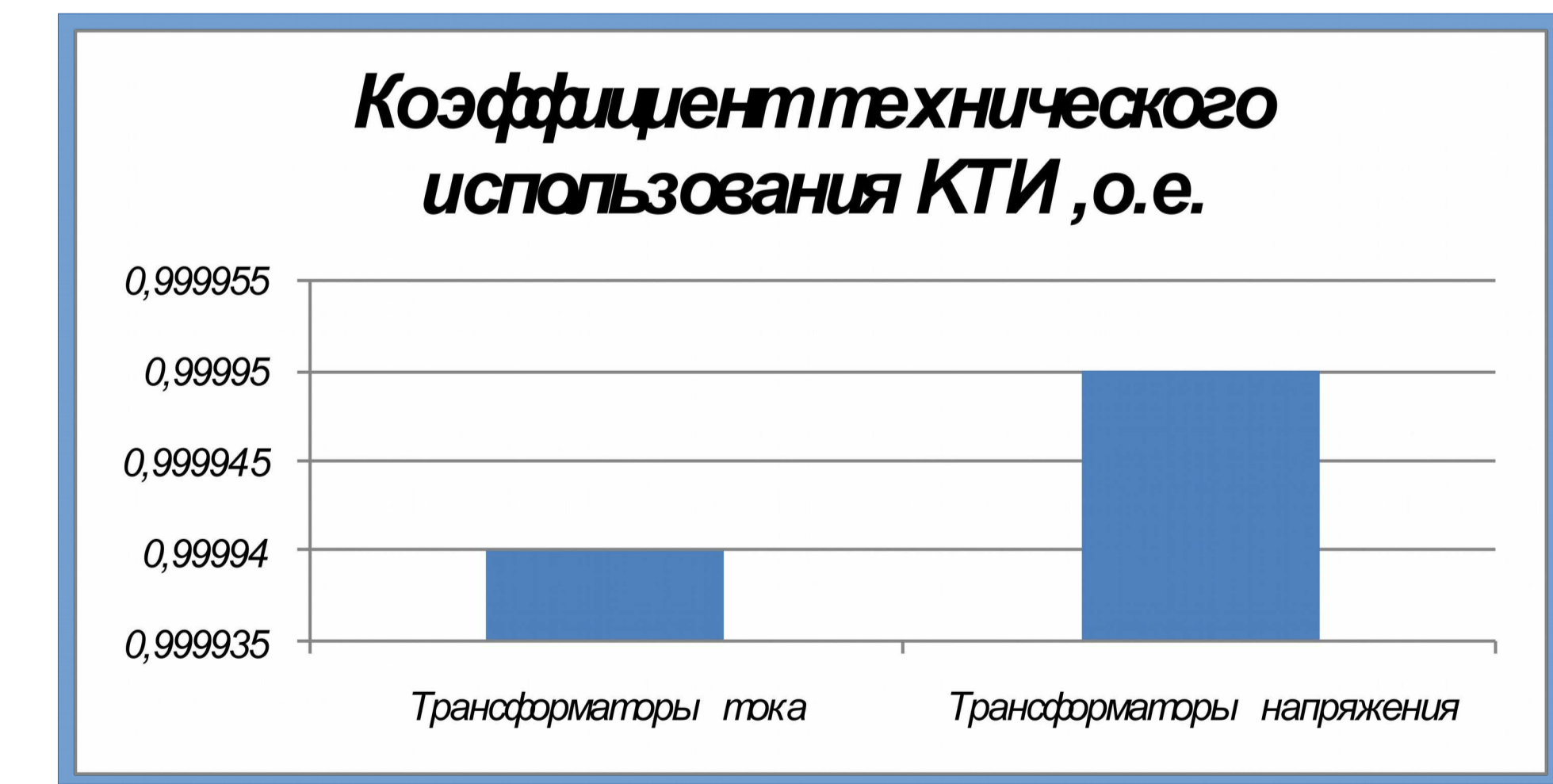
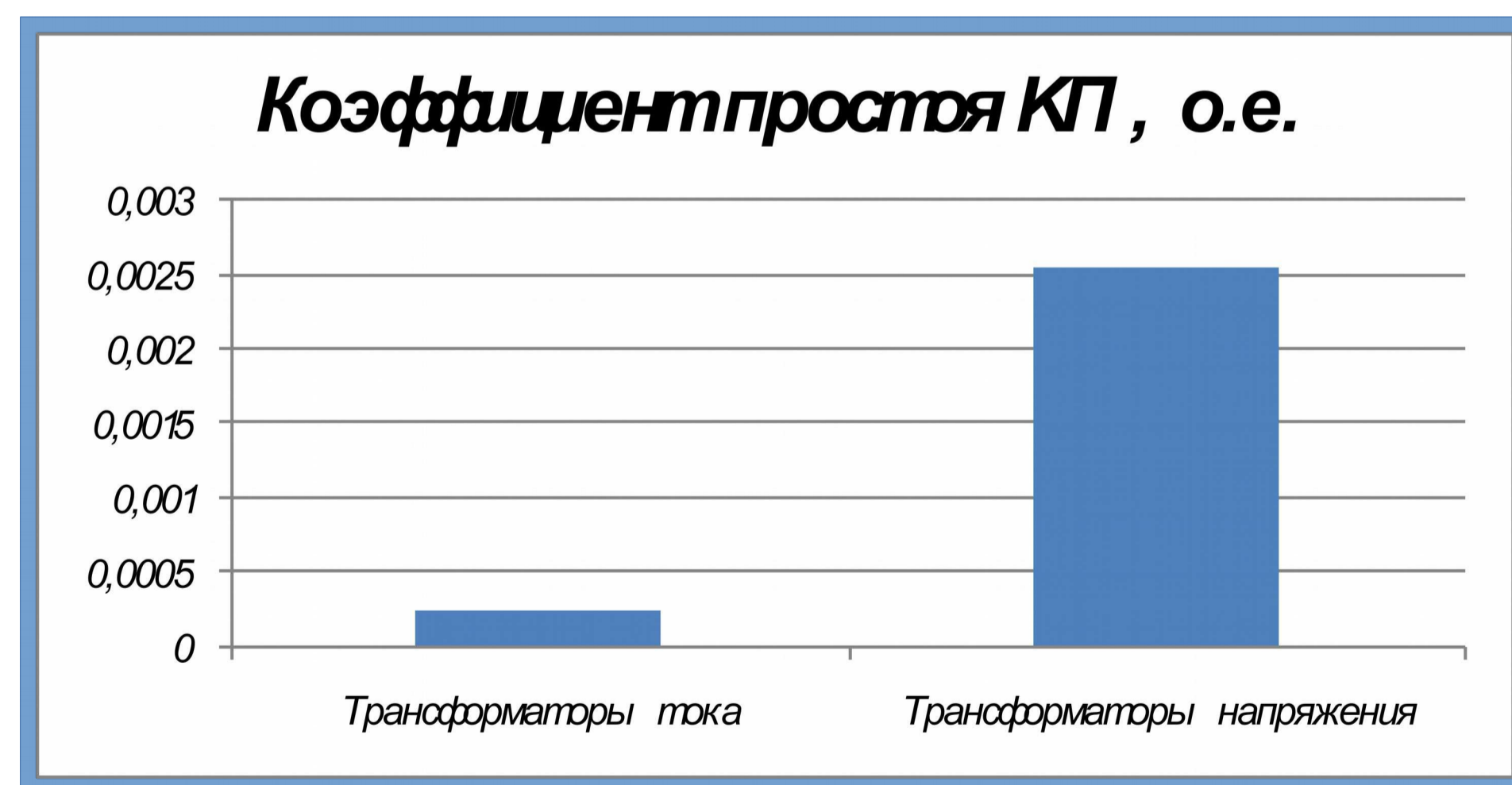
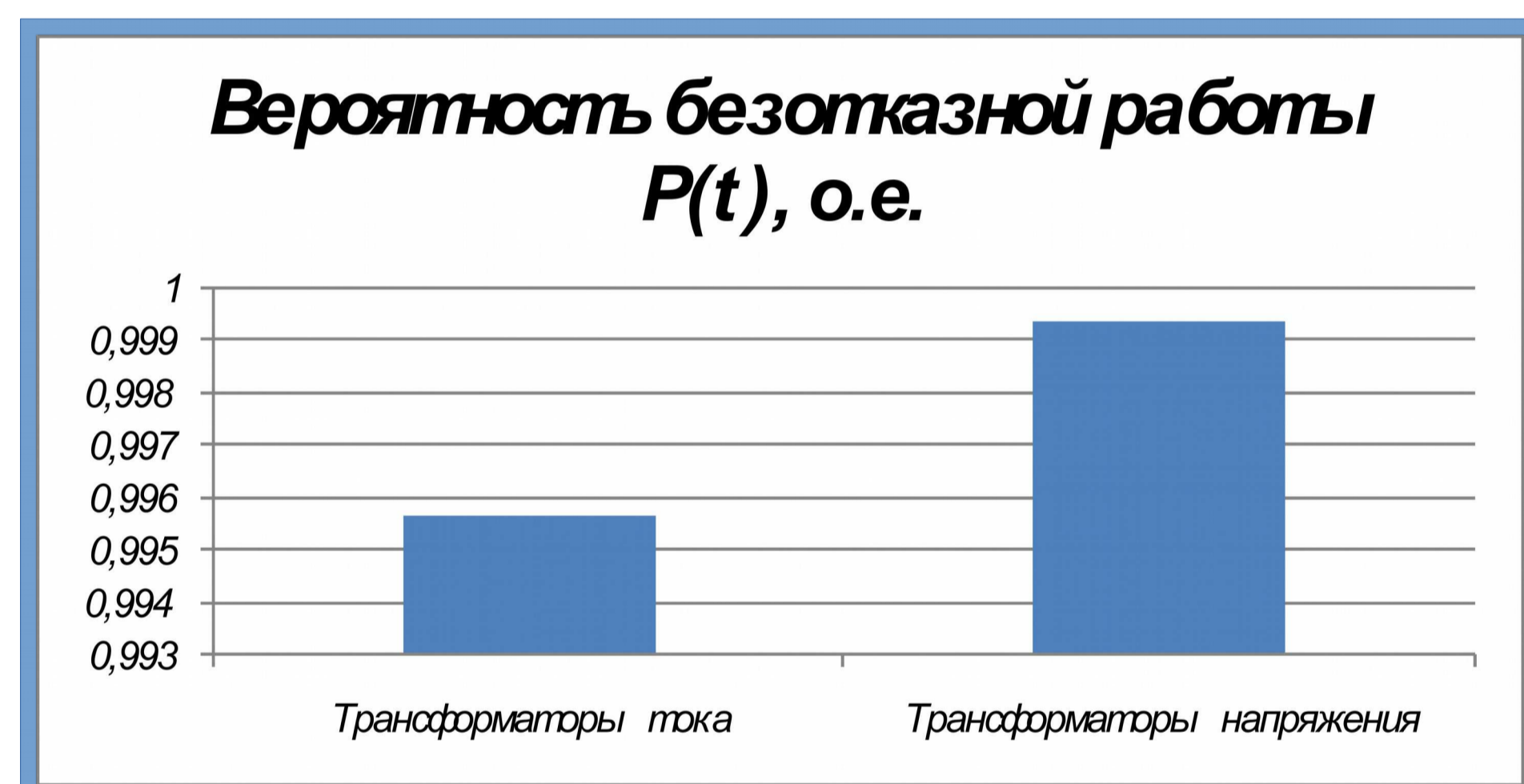
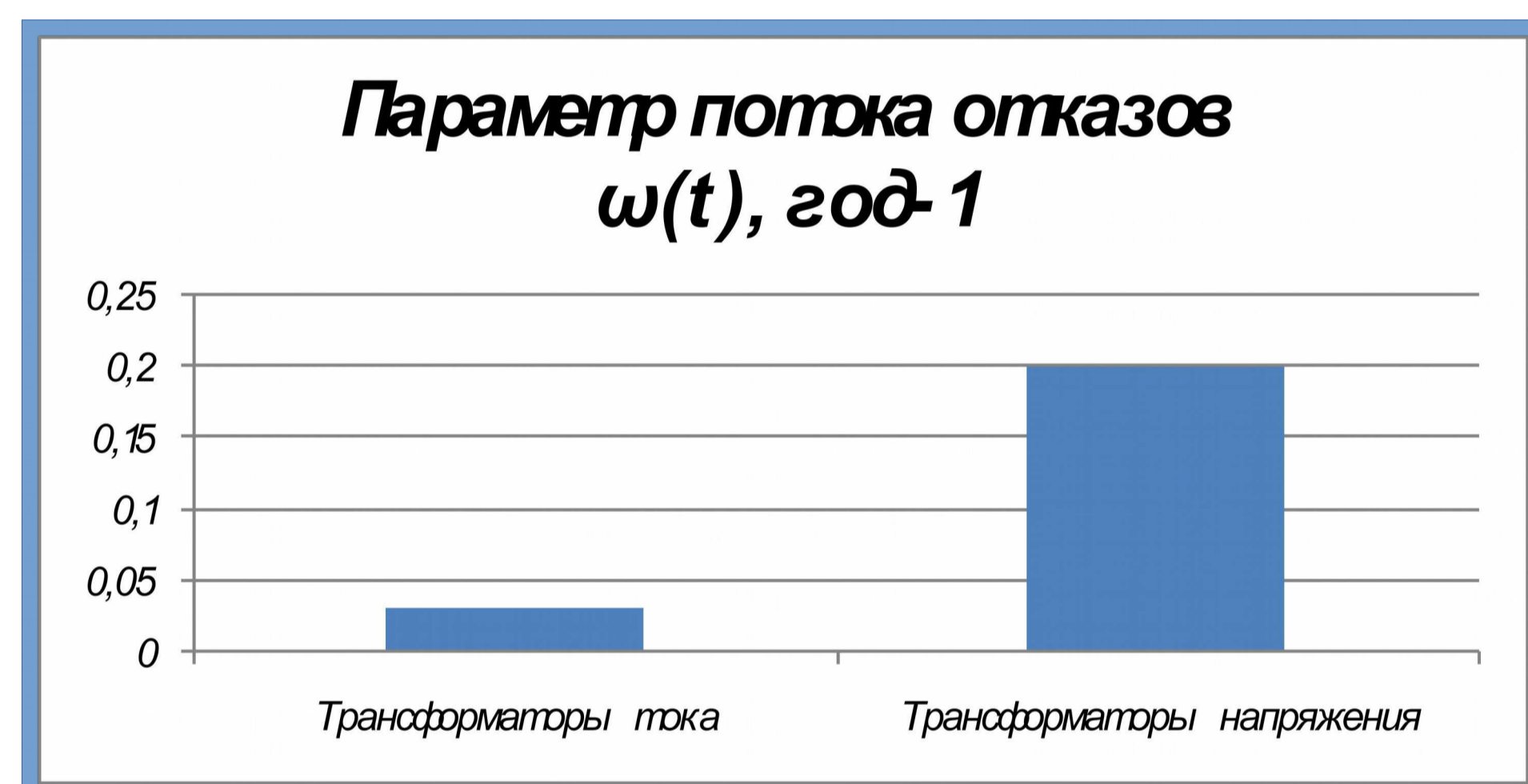
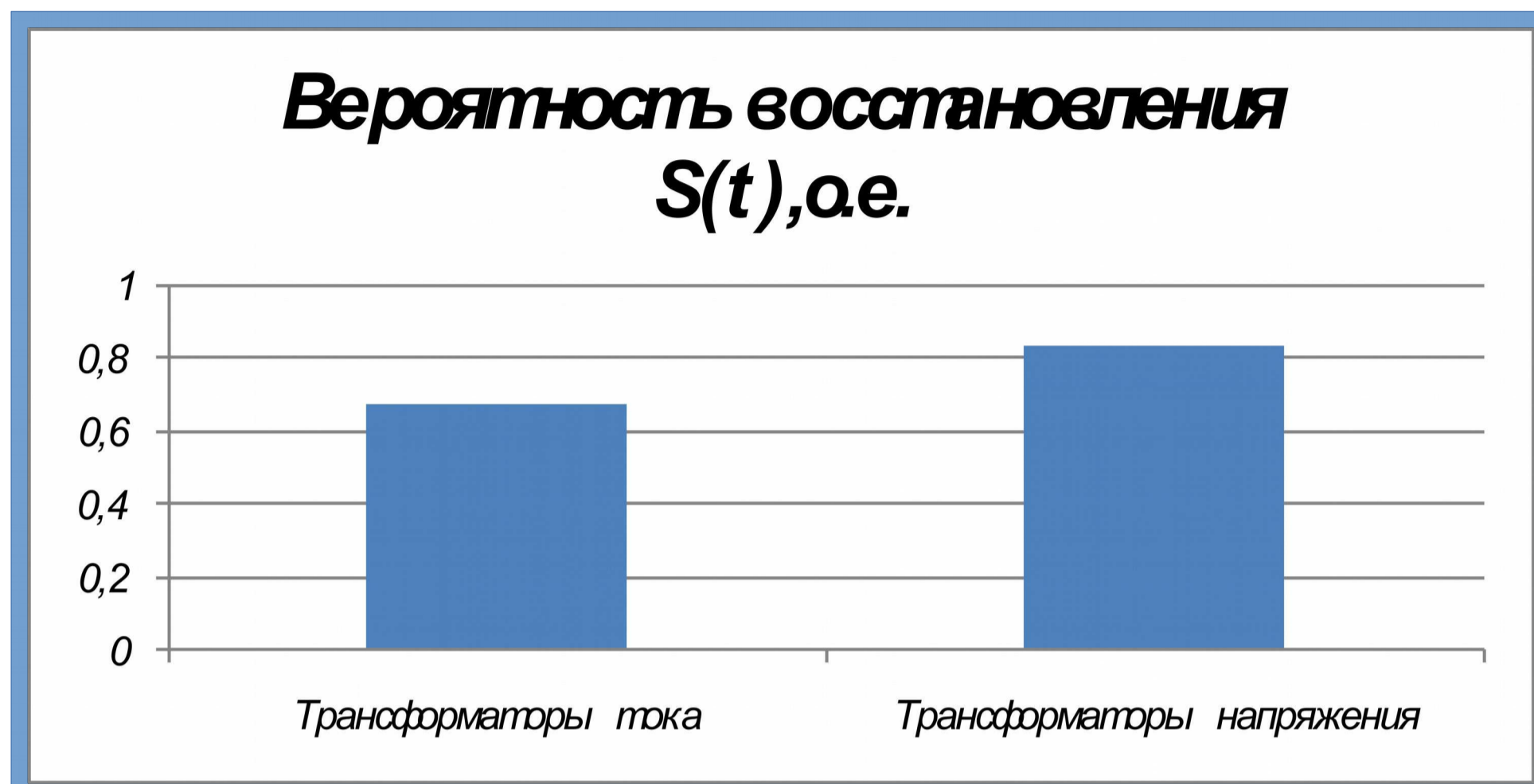


График износа трансформатора ТП М-Чесноковская осенне-зимнего периода

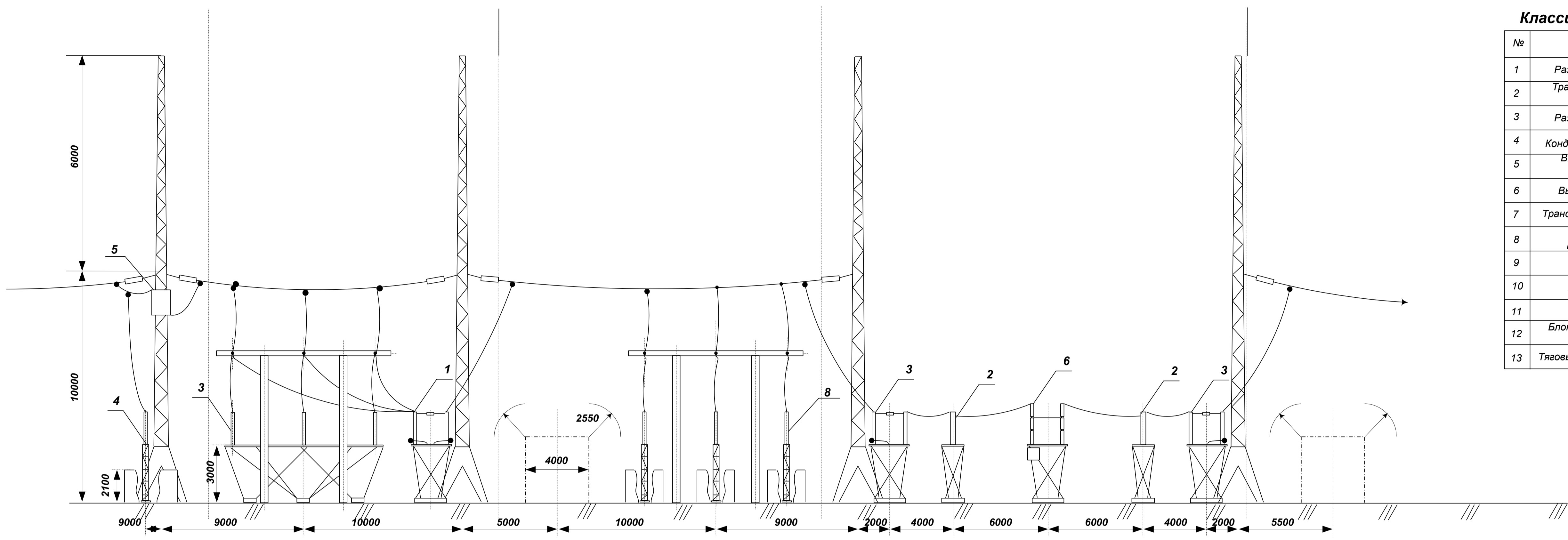
				ВКР.134160.13.03.02. ГР.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	АНАЛИЗ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА	Лит	Месса	Масштаб
Разраб.	Мягкова					Д		
Провер.	Мягкова					Лист 4	Листов 6	
Т. Контр.	Ю.В.					АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЯГОВОЙ ПОДСТАЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА МИХАИЛО-ЧЕСНОКОВСКАЯ		
Н. Контр.	Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра Энергетики			
Утв.	Савина Н.В.							

Анализ показателей надёжности измерительных трансформаторов ТП: Михайло-Чесноковская, Ледяная, Белогорск



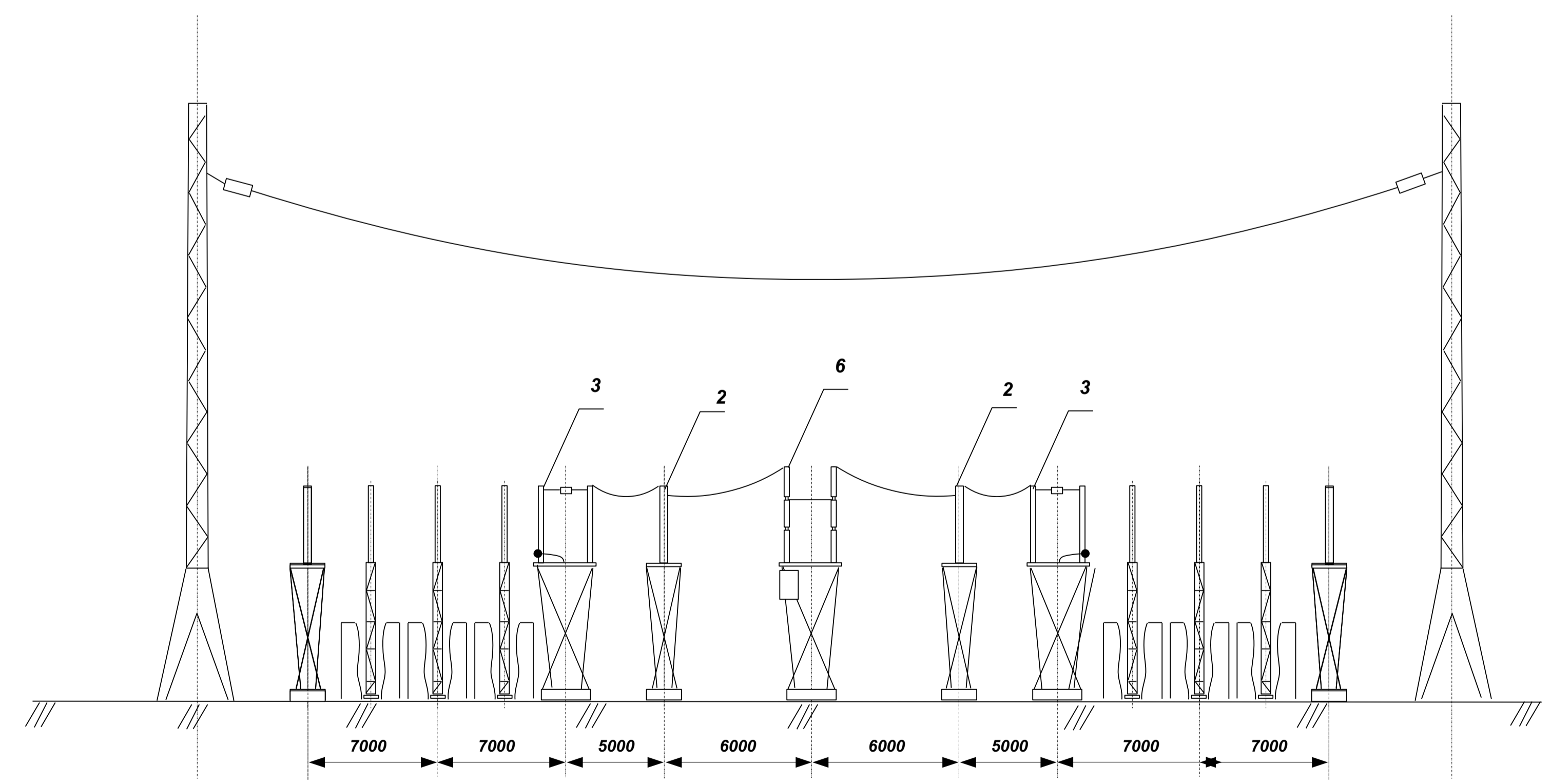
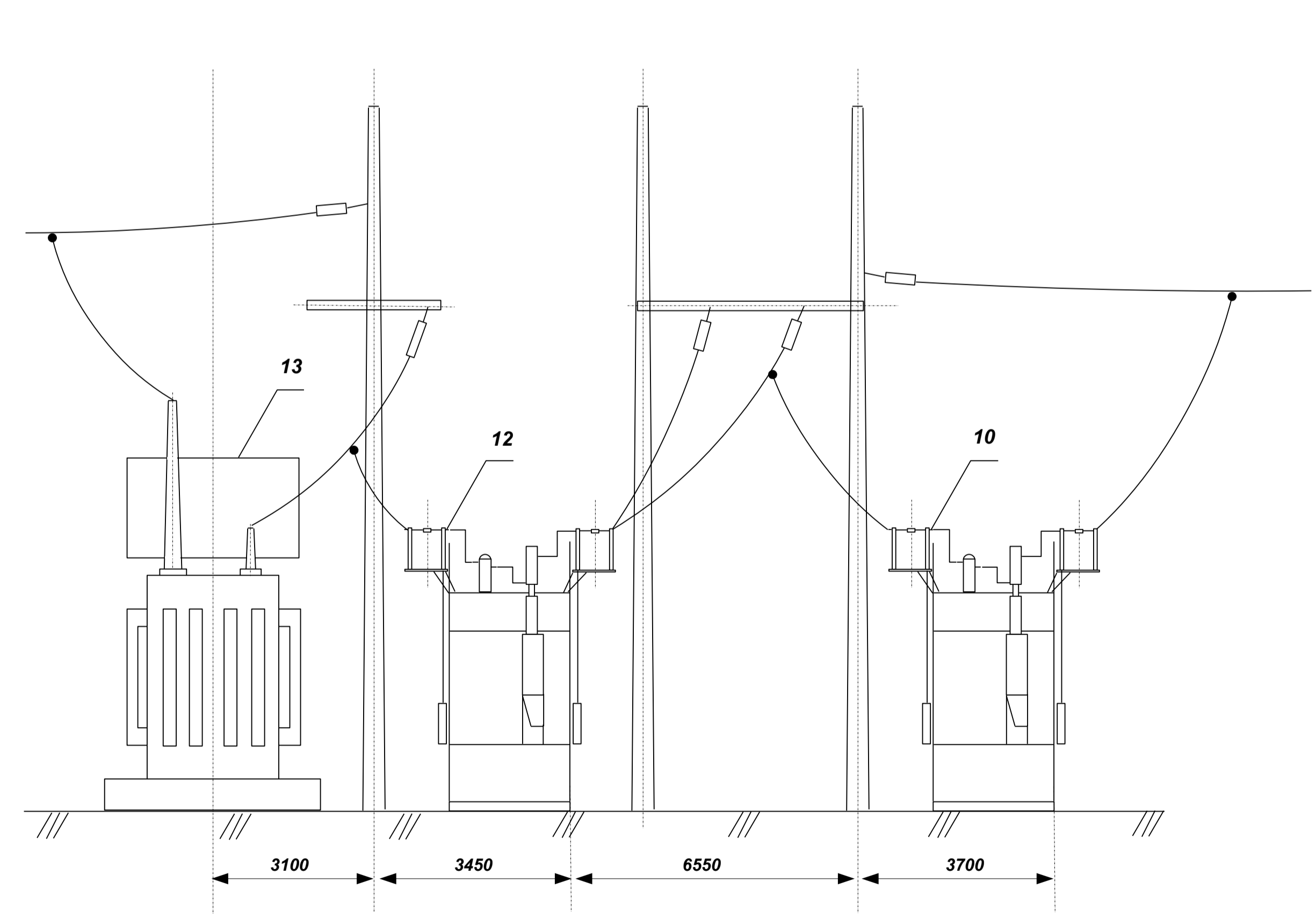
				ВКР.134160.13.03.02. ГР.			
				АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП: МИХАЙЛО-ЧЕСНОКОВСКАЯ, ЛЕДЯНАЯ, БЕЛОГОРСК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Месяц	Масштаб
Разраб.	Мартин				Д		
Провер.	Мягкова						
Т. Контр.	Ю.В.				Лист 5	Листов 6	
Н. Контр.	Козлов А.Н.				АМГУ		
Утв.	Савина Н.В.				Кафедра Энергетики		

Приложение Ж



Классификация основного оборудования

№	Наименование	Тип аппарата	Кол-во
1	Разъединитель	РНДЗ-2-220/1000 У1	6
2	Трансформатор тока	ТБМО-220 УХЛ1	1
3	Разъединитель	РНДЗ-1-220/1000 У1	4
4	Конденсатор связи	ВЧ	6
5	Высокочастотный заградитель	ВЗ	6
6	Выключатель	ВВК-220	3
7	Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
8	Ограничитель перенапряжений	ОПН-220	6
9	Блок ТСН		2
10	Блок ФКС		6
11	Блок ДПР		2
12	Блок ввода в ОРУ-27,5 кВ		2
13	Тяговый трансформатор	ТДТНЖ – 40000/220	2



				ВКР.134160.13.03.02. ПЛ.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	РАЗРЕЗЫ ОРУ-220 И 27,5 КВ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ	Лит	Месяц	Масштаб
						д		
Разраб.	Мартинев Е.О.					Лист 6	Листов 6	
Провер.	Мягкова					АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА МИХАИЛО ЧЕСНОВКОВСКАЯ		
Т. Контр.	Ю.В.				АМГУ Кафедра Энергетики			
Н. Контр.	Козлов А.Н.							
Утв.	Савина Н.В.							