

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника  
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Автоматизация системы контроля состояния силового электрооборудования  
предприятия ЖКХ

Обучающийся

А.П. Партов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, доцент А.В. Егорова

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

Тольятти 2024

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлены результаты разработки автоматизированной системы контроля технического состояния объекта ЖКХ.

Объектом ЖКХ выбран жилой микрорайон города Самара, в котором установлено восемь двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами марки ТМГ 1000/6/0,4 кВ.

Представлено описание и анализ существующих подходов к определению технического состояния трансформаторов классом напряжения 10(6)/0,4 кВ к которым относятся профилактические испытания и периодические осмотры.

Определен алгоритм работы автоматизированной системы контроля технического состояния и выбрано необходимое оборудование для ее функционирования. В качестве элементов разрабатываемой автоматизированной системы выбраны блоки производства компании ООО «Димрус», г. Пермь.

Пояснительная записка выполнена на 55 листах формата А4, содержит 14 таблиц и 14 рисунков, дополняющих и иллюстрирующих основные результаты выполнения ВКР. Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1 с использованием САПР Компас 3D.

## **Abstract**

The final graduation work presents the results of development the automated diagnostic system of a power equipment for the housing and communal services facility. The final graduation work consists of four sections.

The first section of a final graduation work shows the study object selection and its analysis with classification. The study object was a residential micro district of the Samara city, in which eight two-transformer substations with TMG 1000/6/0.4 kV transformers are installed.

The second section of a graduation work gives a description and analysis of existing approaches to determining the technical condition of transformers with a voltage class of 10(6)/0.4 kV are presented, that included preventive tests and periodic inspections.

The third section shows the base algorithm for the operation of an automated diagnostic system has been determined. The base algorithm makes it possible to find out the emergency and pre-emergency operating states of a distribution transformers.

The fourth section presents the results of selection the necessary equipment for automated diagnostic system operation. All the units for the automated diagnostic system that were selected produced by Dimrus LLC, Perm city.

The final graduation work consists of 55 sheets of A4 format, contains 14 tables and 14 figures that complement and illustrate the main results of the research and development by the final graduation work. The graphical part contains the six sheets of A1 format that are developed with a Russian CAD Kompas 3D.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристики объекта ЖКХ.....	8
2 Описание существующих методов контроля состояния трансформаторов .	15
2.1 Методики испытания трансформаторов 10(6)/0,4 кВ.....	16
2.2 Проведение плановых осмотров трансформаторов для контроля технического состояния.....	33
3 Алгоритм контроля состояния трансформаторов автоматизированной системой.....	37
4 Оборудование автоматизированной системы.....	42
Заключение.....	49
Список используемой литературы.....	53

## Введение

Объекты жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) обеспечивают нормативные и комфортные условия проживания людей. В настоящее время на объектах ЖКХ широко внедряются системы автоматизации и диспетчеризации. Внедрение подобных систем обеспечивает удаленный контроль и управление потреблением энергетических ресурсов, а также позволяет управлять жизненным циклом оборудования, контролировать заявки на обслуживание, оплату выставленных счетов, и в целом, оптимизировать работу объектов ЖКХ.

Системы автоматизации и диспетчеризации удачно функционируют на вновь строящихся современных объектов, однако в стране большая часть объектов ЖКХ была введена в эксплуатацию в период с 1960 по 1991 года и на сегодняшний день основная часть оборудования объектов ЖКХ физически и морально устарело.

Системы автоматизации можно условно разделить на четыре группы:

- автоматизация учета потребления энергетических ресурсов;
- автоматизация контроля снабжения объектов ЖКХ энергетическими ресурсами;
- автоматизация систем безопасности;
- автоматизация систем предотвращения аварийных ситуаций.

С учетом указанной классификации систем автоматизации на объектах ЖКХ можно выразить цели, которые должны быть достигнуты за счет внедрения систем автоматизации на объектах ЖКХ:

- обеспечение комфортного проживания людей;
- обеспечение снижения потребления энергетических ресурсов на объекте ЖКХ;
- обеспечение технологической безопасности на объектах ЖКХ;
- снижение расходов на эксплуатацию оборудования объектов ЖКХ;

- обеспечение коммерческого учета потребления энергетических ресурсов на объекте ЖКХ.

Согласно ГОСТ 21.613–2014 к силовому электрооборудованию относятся комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с напряжением 10(6)/0,4(0,66) кВ, электрические сети для питания электроприемников напряжением до 1 кВ, управляющие устройства электропривода до 1 кВ в системах вентиляции, кондиционирования, водоснабжения, канализации и других механизмов общего назначения.

К объектам ЖКХ, согласно [2], относятся - сооружения, инженерные коммуникации, здания и технологические звенья производственного цикла, непосредственно осуществляющие или посредством которых осуществляется процесс производства и предоставления услуг.

Все указанные части силового электрооборудования согласно [5], используются на объектах ЖКХ по [2], поэтому тема выпускной квалификационной работы, связанная с автоматизацией контроля состояния силового электрооборудования, является актуальной, так как обеспечивает достижения целей автоматизации объектов ЖКХ.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка автоматизированной системы контроля технического состояния трансформаторов систем электроснабжения объектов ЖКХ.

Для достижения поставленной цели, в рамках выполнения выпускной квалификационной работы, решены следующие задачи:

- определен тип трансформаторов систем электроснабжения объектов ЖКХ и перечень параметров подлежащих контролю автоматизированной системой;
- определен объект ЖКХ для разработки автоматизированной системы контроля состояния трансформаторов систем электроснабжения объекта ЖКХ;

- разработан алгоритм оценки состояния трансформаторов систем электроснабжения объектов ЖКХ по контролируемым параметрам;
- выбрано оборудование необходимое для функционирования автоматизированной системы контроля состояния трансформаторов систем электроснабжения объектов ЖКХ с учетом специфики отрасли.

Разработанную автоматизированную систему контроля состояния силового электрооборудования – трансформаторов, объектов ЖКХ необходимо разработать относительно существующего объекта жилищно-коммунального хозяйства крупного населенного пункта. При разработке автоматизированной системы необходимо учитывать особенности объекта жилищно-коммунального хозяйства. Разрабатываемая автоматизированная система должна максимально соответствовать [19].

## 1 Характеристики объекта ЖКХ

Объект выпускной квалификационной работы – распределительный трансформатор системы электроснабжения жилых и не жилых объектов микрорайона города. Для определения специфики работы и разработки автоматизированной системы контроля технического состояния определим микрорайон размещения распределительных трансформаторов. Рассматриваемые в рамках выполнения ВКР трансформаторы расположены в жилом микрорайоне г. Самары в границах улиц:

- Пензенской;
- Тухачевского;
- Дачной.

В таблице 1 представлены параметры многоквартирных домов (МКД) микрорайона. В таблице 1 приняты следующие сокращения и обозначения:

- количество этажей ( $n_{эт.}$ );
- количество подъездов ( $n_{под}$ );
- число электродвигателей (ЭД) санитарно-технических устройств ( $n_{с-т.у.}$ );
- число квартир ( $n_{кв}$ );
- мощность электродвигателей лифтовых установок ( $n_{лифт}$ ).

Таблица 1 – Здания входящие в объект ВКР

Номер на плане	Адрес объекта	$n_{под}$ , шт.	$n_{лифт}$ , шт.	$n_{эт.}$ , шт.	$n_{кв}$ , шт.	$n_{с-т.у.}$ , шт.	Мощность лифтовых установок, кВт			
1	улица Дачная 41	3	3	9	108	11	3	-	-	-
2	улица Дачная 41/1	3	3	9	108	11	3	-	-	-
3	улица Дачная 43	2	4	12	96	10	3	5	-	-
4	улица Пензенская 61	2	2	9	72	7	3	-	-	-
5	улица Пензенская 63	6	6	9	216	22	3	-	-	-
6	улица Пензенская 65	1	4	9	36	4	3	5	3	5
7	улица Пензенская 67	2	2	9	72	7	3	-	-	-
8	улица Пензенская 69	2	2	9	72	7	3	-	-	-
9	улица Пензенская 71	4	4	9	144	14	3	-	-	-



Продолжение таблицы 1

Номер на плане	Адрес объекта	$n_{\text{под}}$ , шт.	$n_{\text{лифт}}$ , шт.	$n_{\text{эт.}}$ , шт.	$n_{\text{кв}}$ , шт.	$n_{\text{с-т.у.}}$ , шт.	Мощность лифтовых установок, кВт			
11	улица Тухачевского 30	4	4	9	144	14	3	-	-	-
12	улица Тухачевского 40	2	4	12	96	10	3	5	-	-
13	улица Тухачевского 40А	4	8	25	400	40	4	6	-	-
14	улица Тухачевского 42	2	2	9	72	7	3	-	-	-
15	улица Тухачевского 44	2	2	9	72	7	3	-	-	-
16	улица Тухачевского 46	3	3	9	108	11	3	-	-	-
17	улица Тухачевского 48	2	2	9	72	7	3	-	-	-
18	улица Тухачевского 50	2	4	12	96	10	3	5	-	-
19	улица Тухачевского 50А	1	2	16	64	6	3	5	-	-
20	улица Тухачевского 52	2	2	9	72	7	3	-	-	-
21	улица Тухачевского 54	3	3	9	108	11	3	-	-	-
22	улица Тухачевского 56	2	2	9	72	7	3	-	-	-
23	улица Тухачевского 58	3	3	9	108	11	3	-	-	-
24	улица Владимирская 58	3	3	9	108	11	3	-	-	-
25	улица Владимирская 56	3	3	9	108	11	3	-	-	-
26	улица Владимирская 54	3	3	9	108	11	3	-	-	-
28	улица Владимирская 50	3	3	9	108	11	3	-	-	-
29	улица Владимирская 48	7	7	9	252	25	3	-	-	-
30	улица Пензенская 57	3	3	9	108	11	3	-	-	-
31	улица Пензенская 59	2	2	9	72	7	3	-	-	-

На рисунке 1 показан генеральный план рассматриваемого в ВКР микрорайона.

Кроме жилых домов на территории микрорайона расположен подземный гаражный комплекс (ГСК-154), общеобразовательная школа №64, детский сад №38 и первый корпус детского сада №377 «Эрудит».

К нежилым объектам на территории микрорайона №8 относятся административное здание по адресу улица Владимирская, 60 – «Территориальный фонд обязательного медицинского страхования Самарской области», торговый центр по адресу - Владимирская улица, 50А, на первом этаже которого расположен сетевой супермаркет «Пятерочка». Параметры нежилых объектов представлены в таблице 2.

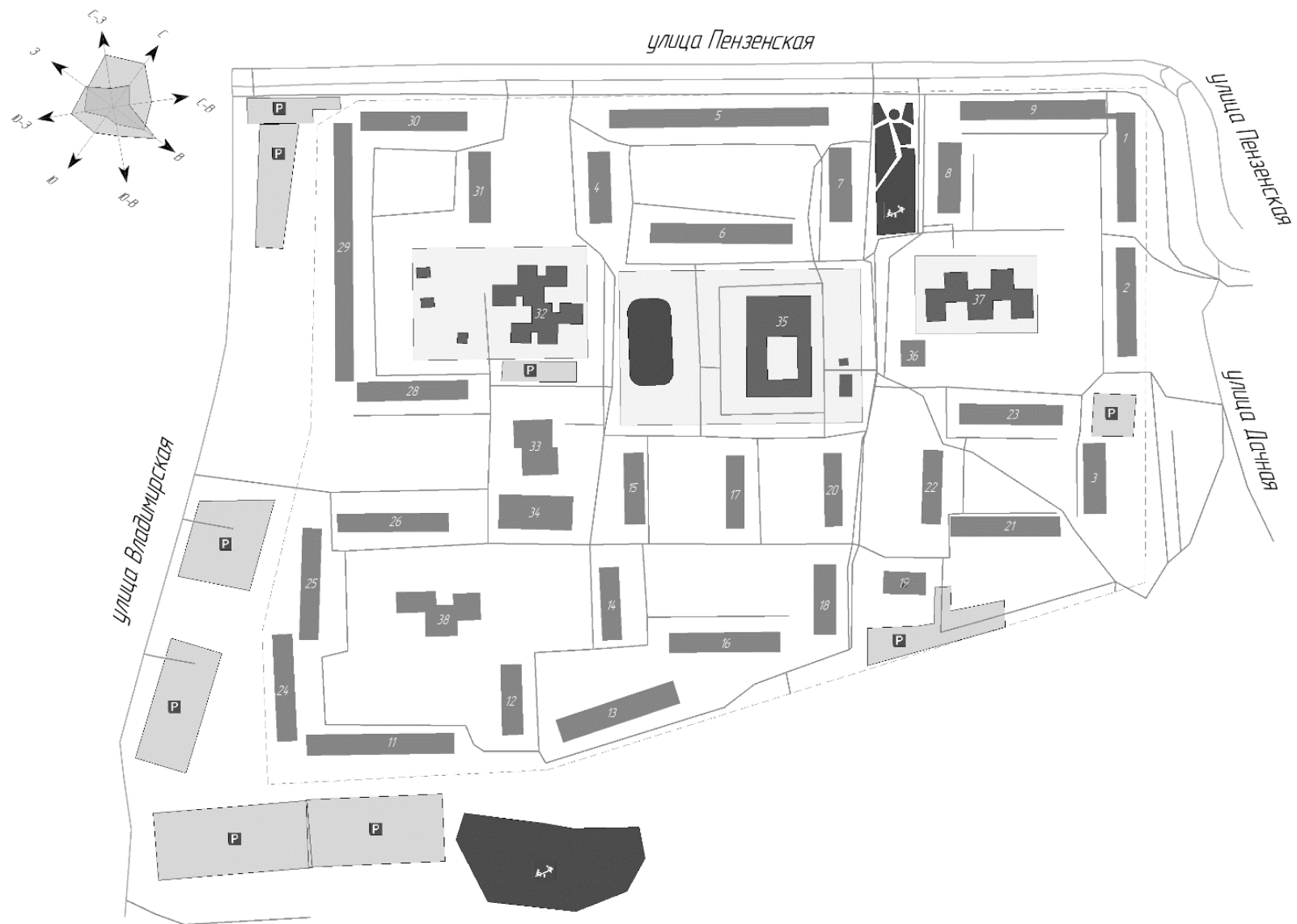


Рисунок 1 – Генеральный план объекта ВКР

Таблица 2 - Нежилые помещения микрорайона №8

Номер на плане	Адрес объекта	Тип объекта	Число этажей, шт.	Площадь, м <sup>2</sup>
33	Владимирская улица, 50А	Административное здание	5	4160
36	улица Тухачевского 56А	Кафе	2	700
38	Владимирская улица, 60	Торговый центр	2	1752

Параметры образовательных учреждений территории микрорайона №8 представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристики образовательных учреждений микрорайона

Номер на плане	Адрес объекта	Тип объекта	Число учащихся, шт.
32	улица Пензенская 59А	Детский сад	300
35	Пензенская улица, 65А	Школа	1760
37	Пензенская улица, 69А	Детский сад	250

На территории микрорайона расположено 8 трансформаторных подстанций. На каждой трансформаторной подстанции установлено два распределительных трансформатора марки ТМГ. Данный трансформатор является трехфазным масляным герметичным трансформатором. У трансформатора отсутствует расширительный бак.

Напряжение распределительной сети по стороне высокого напряжения 6 кВ, что определяется напряжением по низкой стороне подстанции 110/6 кВ «Центральная -3» от которой получают питание подстанции микрорайона.

Параметры трансформаторов ТМГ 1000/6/0,4, установленных на подстанциях микрорайона представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Паспортные данные трансформатора ТП

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значения параметров
			ТМГ 1000
Мощность	$S_{\text{транс.ном}}$	кВА	1000
Напряжение обмотки ВН	$U_{\text{ВН.ном}}$	кВ	6
Напряжение обмотки НН	$U_{\text{НН.ном}}$	кВ	0,4
Ток холостого хода	$i_{\text{хх.}\%}$	%	0,21

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значения параметров
			ТМГ 1000
Напряжение короткого замыкания	$u_{кз. \%}$	%	5,5
Потери холостого хода	$P_{xx}$	кВт	1,1
Потери короткого замыкания	$P_{кз}$	кВт	10,5
Схема соединения обмотки ВН	-	-	Y
Схема соединения обмотки НН	-	-	$Y_{H-0}$

Распределение зданий, запитанных от каждой ТП жилого микрорайона представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Ведомость питания зданий микрорайона

Номер на плане	Адрес объекта	Тип объекта	$P_i$ , кВт	$Q_i$ , квар	$S_i$ , кВА
ТП 1					
29	ул. Владимирская 48	Жилой дом	141,12	178,9416	267,7
30	ул. Пензенская 57	Жилой дом	162	172,16	255,6
31	ул. Пензенская 59	Жилой дом	115,2	121,136	180
28	ул. Владимирская 50	Жилой дом	162	172,16	255,6
Итого по ТП 1			580,3	644,4	958,9
ТП 2					
4	ул. Пензенская 61	Жилой дом	115,2	121,2	180
5	ул. Пензенская 63	Жилой дом	289,44	311,3	461,5
6	ул. Пензенская 65	Жилой дом	71,28	78,1904	119,5
7	ул. Пензенская 67	Жилой дом	115,2	121,1	180
Итого по ТП 2			591,1		941
ТП 3					
8	ул. Пензенская 69	Жилой дом	115,2	121,136	180
9	ул. Пензенская 71	Жилой дом	207,36	219,9448	326,1
1	ул. Дачная 41	Жилой дом	162	172,16	255,6
2	ул. Дачная 41/1	Жилой дом	162	172,16	255,6
37	ул. Пензенская 69А	Детский сад	55	11,2	56,1
36	ул. Тухачевского 56а	Кафе	54,6	17,9	57,5
Итого по ТП 3			756,1	510,35	1130,9
ТП 7					
26	ул. Владимирская 54	Жилой дом	162	172,16	255,6
38	ул. Владимирская 60	Торговый центр	96,36	59,7	113,4
25	ул. Владимирская 56	Жилой дом	162	172,16	255,6
24	ул. Владимирская 58	Жилой дом	162	172,16	255,6
Итого по ТП 7			582,36	632,357	885,3
ТП 6					
32	ул. Пензенская 59А	Детский сад	66	13,4	67,3

Продолжение таблицы 5

Номер на плане	Адрес объекта	Тип объекта	$P_i$ , кВт	$Q_i$ , квар	$S_i$ , кВА
34	ул. Владимирская 50	Подземный гараж	60	29,1	66,7
35	ул. Пензенская 65А	Школа	387,2	127,3	407,6
33	ул. Владимирская 50А	Административное здание	224,64	139,2	264,3
15	ул. Тухачевского 44	Жилой дом	115,2	121,136	180
Итого по ТП 6			853,04	307,24	985,9
ТП 8					
11	ул. Тухачевского 30	Жилой дом	207,36	219,9448	326,1
12	ул. Тухачевского 40	Жилой дом	145,92	157,0056	234,5
13	ул. Тухачевского 40А	Жилой дом	508	550,04	816,8
Итого по ТП 8			861,28	662,136	1377,4
ТП 5					
14	ул. Тухачевского 42	Жилой дом	115,2	121,136	180
15	ул. Тухачевского 44	Жилой дом	115,2	121,136	180
16	ул. Тухачевского 46	Жилой дом	162	172,16	255,6
17	ул. Тухачевского 48	Жилой дом	115,2	121,136	180
18	ул. Тухачевского 50	Жилой дом	145,92	157,0056	234,5
20	ул. Тухачевского 52	Жилой дом	115,2	121,136	180
Итого по ТП 5			768,72	581,221	1210,1
ТП 4					
19	ул. Тухачевского 50А	Жилой дом	108,8	115,284	172,8
21	ул. Тухачевского 54	Жилой дом	162	172,16	255,6
22	ул. Тухачевского 56	Жилой дом	115,2	121,136	180
23	ул. Тухачевского 58	Жилой дом	162	172,16	255,6
3	ул. Дачная 43	Жилой дом	145,92	156,7056	233,8
Итого по ТП 4			693,92	784,1429	1097,8

Распределительная сеть высокого напряжения - 6 кВ, микрорайона, выполнена по двухлучевой – петлевой схеме, которая является наиболее эффективной и надежной для питания жилых домов и общественных зданий в жилых микрорайонах с плотной городской застройкой [15].

Выводы по разделу.

Определен объект жилищно-коммунального хозяйства – микрорайон г. Самара, в котором расположены многоквартирные жилые дома, административные здания, предприятия общественного питания, образовательные учреждения, торговые объекты и подземный гараж.

Определено, что схема распределительной сети микрорайона, выпаленная на напряжении 6 кВ является двухлучевой-петлевой схемой.

Данная схема является наиболее надежной для питания потребителей жилых микрорайонов. В аварийном режиме, при повреждении одной из линий и ли отключении одного из трансформаторов на ТП происходит автоматическое переключение на другую линию и питание потребителей сохраняется. При этом кабели и трансформаторы для такой системы питания выбираются на работу с длительной перегрузкой. Для питания потребителей первой категории надежности электроснабжения, которые имеются во всех зданиях микрорайона осуществляется от блока автоматического ввода резерва располагаемого в вводном-распределительном устройстве каждого здания микрорайона. и перечень оборудования, для которого разрабатывается автоматизированная система контроля технического состояния.

На каждой ТП микрорайона установлено по два трансформатора марки ТМГ 1000/10/0,4 кВ. Этот трансформатор является трехфазным, масляным с герметичным корпусом.

## **2 Описание существующих методов контроля состояния трансформаторов**

Для определения методов анализа технического состояния трансформаторов разрабатываемой автоматизированной системы необходимо изучить и классифицировать повреждения возникающие в трансформаторах в процессе их эксплуатации [7] на объектах ЖКХ.

Рассмотрены трансформаторы с масляной изоляцией общего назначения. Стоит отметить, что типы и виды повреждений силовых трансформаторов с масляной изоляцией не зависят от того, где они установлены и как происходит их эксплуатация, т.е. сама по себе эксплуатация может вызывать различные повреждения трансформаторов с масляной изоляцией [6], однако уровень эксплуатации определяет не характер возможных повреждений, а возможность как можно более раннего выявления проявляющихся отклонений от нормы [8], проведения требуемого объема профилактических работ [20], качественного ремонта [17]. Чем лучше в эксплуатационной организации поставлена работа служб эксплуатации электрооборудования, в том числе трансформаторов, тем меньше риск возникновения и появления серьезных и сложно устранимых дефектов [4].

В работе [10] представлены статистические данные по повреждениям трансформаторов с масляной изоляцией. Согласно [10] предложена следующая классификация повреждений трансформаторов:

- повреждения обмоток;
- повреждения магнитопровода;
- повреждения системы охлаждения;
- повреждения устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- повреждения вводов;
- повреждения вызванные течью масла;
- повреждения вызванные упуском масла.

В таблице 6 представлены данные по числу различных повреждений трансформаторов с масляной изоляцией и определено доля каждого повреждения из общего числа повреждений.

Таблица 6 - Распределение неисправностей трансформаторов по видам

Вид неисправности	Количество неисправностей за рассматриваемый период	Доля неисправности в общем числе неисправностей, %
Неисправности в обмотках трансформаторов	248	19,08
Неисправности, вызванные повреждением магнитопровода	6	0,46
Неисправности в системе охлаждения трансформаторов	67	5,15
Неисправности в устройствах регулирования напряжения	181	13,92
Неисправности, вызванные повреждением высоковольтного ввода	319	24,54
Неисправности связанные с течью масла из бака трансформатора	147	11,31
Неисправности вызванные упуском масла из бака трансформатора	332	25,54
Итого	1300	100

Как видно из таблицы 6 наиболее часто встречаются неисправности трансформатора, вызванные неисправность высоковольтных вводов, а также неисправности вызванные упуском масла из бака трансформатора. Также довольно часто встречается неисправность, связанная с повреждениями обмоток трансформаторов.

## 2.1 Методики испытания трансформаторов 10(6)/0,4 кВ

В процессе эксплуатации трансформаторы подвергаются различным внешним и внутренним воздействиям, а также происходит старение диэлектриков [8]. Старение диэлектриков происходит при условии работы трансформатора под номинальным напряжением или под максимальным рабочим. Процесс старения диэлектриков и следовательно изоляции



трансформатора невозможно предотвратить. Поэтому необходимо проводить периодические испытания трансформаторов с контролем их параметров [16].

Для контроля технического состояния трансформаторов с напряжением на высокой стороне 6 – 10 кВ применяются следующие виды профилактических испытаний [18]:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- измерение величины потерь в трансформаторе для режима холостого хода;
- измерение величины сопротивления обмоток трансформатора постоянному току;
- определение действительной величины коэффициента трансформации;
- определение группы соединения обмоток трансформатора;
- оценка работоспособности устройства регулирования напряжения;
- проверка и испытание вводов трансформатора;
- испытание повышенным напряжением изоляции обмоток трансформатора;
- измерение сопротивления и потерь короткого замыкания трансформатора.

Для проведения профилактических испытаний необходимо соблюдать следующие условия [11]:

- температура изоляции обмоток трансформатора не должна быть ниже 10°C;
- относительная влажность воздуха не должна быть выше 90%;
- испытания необходимо проводить не раньше 12 часов после заливки в трансформатор масла;
- для проведения испытаний необходимо наличие акта проверки электрической прочности и состава трансформаторного масла, в акте должно быть указано о годности масла для эксплуатации в трансформаторе;

- необходимо провести очистку внешних изоляционных частей трансформатора от пыли и грязи;
- необходимо провести осмотр внешних частей изоляционных конструкций трансформатора, на которых не должно быть видимых механических повреждений.

При невыполнении хотя бы одного из указанных требований проведение профилактических испытаний не допускается до устранения причин.

Измерение величины потерь в трансформаторе в режиме холостого хода проводится на первом этапе испытаний. Не допускается проводить измерение величины потерь в трансформаторе в режиме холостого хода после воздействий на обмотки постоянным током при проведении измерений сопротивления изоляции трансформатора, определение группы соединения обмоток и т.д. Это необходимо для исключения влияния остаточного намагничивания магнитопровода трансформатора из-за воздействия постоянного тока вызывающее существенное превышение погрешностей измерений. Для измерения величины потерь в трансформаторе в режиме холостого хода используется испытательная схема, показанная на рисунке 2.

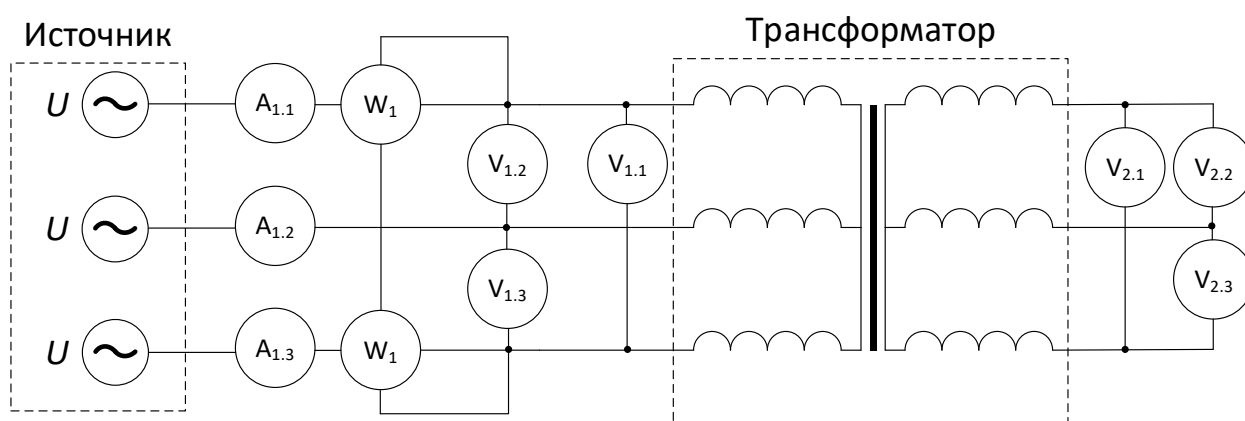


Рисунок 2 - Схема измерения потерь холостого хода трехфазного трансформатора

На рисунке 2 показан вариант испытательной схемы для трехфазного трехстержневого трансформатора, однако на практике используется однофазная схема испытаний представленная на рисунке 3, т.е. испытания

проводятся поочередно для каждой фазной обмотки, при этом две оставшиеся обмотки замыкаются перемычкой.

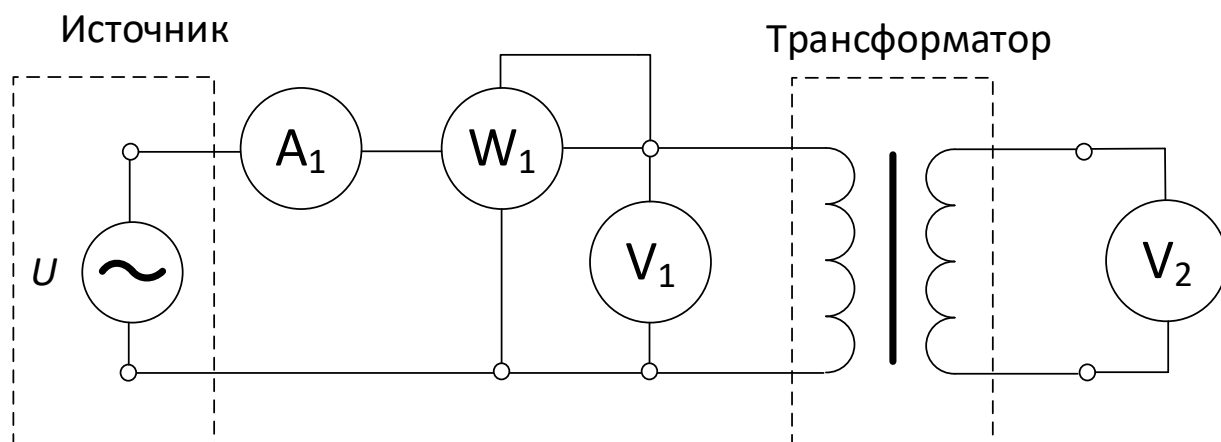


Рисунок 3 - Схема измерения потерь холостого хода однофазного трансформатора

Величина полученных потерь в трансформаторе, находящемся в эксплуатации, не нормируется. Нормирование потерь холостого хода применяется только для трансформаторов, которые вводятся в эксплуатацию впервые. При вводе трансформатора в эксплуатацию полученное значение потерь холостого хода не должно отличаться от заводского более чем на 5%. При этом подход к измерению потерь холостого хода должен соответствовать заводской методике испытания [21].

По результатам измерений потери холостого хода трансформатора определяются в следующем порядке:

- определяется действительное значение тока холостого хода для каждой измеренной фазы;
- определяются потери холостого хода в каждой фазе по результатам измерения;
- определяется суммарные потери холостого хода в трансформаторе;
- определяется величина приведенных потерь в трансформаторе по результатам испытаний.

Для определения действительного значения тока холостого хода для  $i$ -й фазы используется выражение:

$$I_{xx.i} = k \cdot I_{амп.i} \quad (1)$$

где  $k$  – цена деления амперметра, используемого для измерений;

$I_{амп.i}$  – показания амперметра, используемого для измерений тока холостого хода  $i$ -й фазы трансформатора, А.

Потери холостого хода в каждой фазе по результатам измерения определяются по выражению:

$$P_{xx.ф.i} = I_{xx.i} \cdot U_{исп.возб.i} \quad (2)$$

где  $U_{исп.возб.i}$  – напряжение возбуждения обмотки  $i$ -й фазы трансформатора. При проведении испытаний может принимать значение  $U_{исп.возб.i} = 220$  или  $U_{исп.возб.i} = 380$ , В.

Для определения суммарных потерь холостого хода в трансформаторе используется выражение:

$$P_{xx.Σ} = \frac{P_{xx.ф.A} + P_{xx.ф.B} + P_{xx.ф.C}}{2} \quad (3)$$

где  $P_{xx.ф.A}$ ,  $P_{xx.ф.B}$ ,  $P_{xx.ф.C}$  – потери холостого хода в обмотках фаз А, В и С соответственно, полученные по выражению (2), кВт.

Величина приведенных потерь в трансформаторе по результатам испытаний определяется по выражению:

$$P'_{xx} = P_{xx.Σ} \cdot \left( \frac{U_{ном.тр}}{U_{исп.возб.i}} \right)^n \quad (4)$$

где  $U_{\text{ном.тр}}$  – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ;

$U_{\text{исп.возб.}i}$  – напряжение, прикладываемое при испытаниях, кВ;

$n$  – показатель, определяемый сортом, стали из которой изготовлен магнитопровод испытуемого трансформатора. Для горячекатаной электротехнической стали  $n = 1,8$ , для холоднокатаной электротехнической стали  $n = 1,9$ .

Значения, полученные по выражению (11) для испытуемого трансформатора сравниваются с величиной паспортных потерь холостого хода. Величина отклонения не нормируется, однако используется для общей оценки эффективности работы трансформатора. Для измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора применяется мегаомметр с напряжением источника питания 2,5 кВ. Измерение сопротивления изоляции обмоток проводится с контролем времени проведения испытания. Фиксирование значений сопротивления обмоток по показаниям мегомметра проводится через 15 секунд и через 60 секунд после начала испытания. По результатам замеров сопротивления обмотки определяется коэффициент абсорбции ( $K_{\text{абс}}$ ) по выражению:

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}} \quad (5)$$

где  $R_{60}$  – сопротивление обмотки трансформатора через 60 секунд после начала измерений, МОм;

$R_{15}$  – сопротивление обмотки трансформатора через 15 секунд после начала измерений, МОм.

Полученное значение коэффициента абсорбции для обмоток трансформатора по выражению (5) должно соответствовать условию:

$$K_{\text{абс}} \geq 1,2 \quad (6)$$

Важно, чтобы перед началом измерения сопротивления изоляции трансформатора было проведено заземление каждой из обмоток на время не менее 2 мин. После проведения каждого измерения также обмотки должны быть заземлены на время не менее 5 мин. Заземление обмоток необходимо для снижения погрешности проводимых измерений сопротивления изоляции трансформатора.

Так как сопротивление изоляции имеет высокий коэффициент корреляции с температурой изоляции, то при проведении замеров сопротивления изоляции необходимо привести полученные значения сопротивления к нормальным условиям испытаний, при отклонении условий при проведении испытаний. Приведение измеренного значения сопротивления изоляции к нормальным условиям выполняется по выражениям:

$$R_{60.\text{действ}} = K_T \cdot R_{60} \quad (7)$$

$$R_{15.\text{действ}} = K_T \cdot R_{15} \quad (8)$$

где  $K_T$  – коэффициент изменения сопротивления изоляции от температуры. Зависит от класса изоляции трансформатора, принимается по данным таблицы.

Коэффициент изменения температуры для изоляции трансформатора класса А представлен в таблице 7 в зависимости от разницы температур при проведении испытаний с нормальными условиями испытаний, для изоляции класса В в таблице 8.

Таблица 7 - Значения коэффициента изменения сопротивления изоляции класса А

Значение $K_T$ , для времени испытаний, сек	Значение $\Delta T$ , °C									
	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
15	1,02	1,06	1,10	1,13	1,18	1,44	1,74	2,18	2,44	3,1
60	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

Таблица 8 - Значение коэффициента изменения сопротивления изоляции класса В

Значение $K_T$ , для времени испытаний, сек	Значение $\Delta T$ , °C									
	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
15	1,09	1,13	1,22	1,27	1,45	1,8	2,5	3,6	4,7	5,5
60	1,1	1,15	1,25	1,3	1,5	2	3	4	5	6

Для измерения сопротивления обмоток постоянному току применяется специализированный прибор – измерительный мост постоянного тока, модель Р333. Для получения действительного значения сопротивления обмотки трансформатора постоянному току используется выражение:

$$R_{\text{изм}} = n \cdot R_{\text{с.п.}} \quad (9)$$

где  $n$  – множитель, устанавливаемый на декаде плеч моста постоянного тока;

$R_{\text{с.п.}}$  – сопротивление сравнительного плеча моста постоянного тока, Ом.

Сопротивление обмоток постоянному току должно проводиться при температуре обмотки в пределах:

$$15^\circ\text{C} \geq T_{\text{обм}} \leq 25^\circ\text{C} \quad (10)$$

Если измерение сопротивления обмотки постоянному току невозможно выполнить при соблюдении условия (10), то при выполнении измерений должно фиксироваться действительное значение температуры обмотки, а после проведения измерений все измерения должны быть приведены к нормируемой температуре испытания ( $T_{обм} = 20^{\circ}\text{C}$ ). При этом учитывается материал, из которого изготовлена обмотка трансформатора:

$$R'_{обм} = \frac{R_{изм}(K_{темп} + T_{обм})}{K_{темп} + T_{действ.}} \quad (11)$$

где  $R_{изм}$  – сопротивление обмотки, полученное при температуре обмотки  $T_{действ.}$ , отличающейся от нормируемой по (10), Ом;

$K_{темп}$  – температурный коэффициент, зависящий от материала, из которого изготовлена обмотка. Для обмотки, выполненной из алюминия  $K_{темп} = 245$ , а для обмотки из меди  $K_{темп} = 235$ ;

$T_{обм}$  – нормируемая температура проведения измерений, принимается  $T_{обм} = 20, ^{\circ}\text{C}$ ;

$T_{действ.}$  – действительная температура обмоток при проведении испытания,  $^{\circ}\text{C}$ .

Действительная температура обмотки, при невыполнении условия (10), для выражения (11) определяется для фазы В трансформатора по выражению:

$$T_{действ.} = (R_{изм} - R_{паспорт}) \cdot \frac{K_{темп} + T_{обм}}{R_{паспорт} + T_{обм}} \quad (12)$$

где  $R_{паспорт}$  – паспортное значение сопротивления обмотки фазы В полученное при испытаниях на заводе-изготовителе трансформатора, Ом.

Полученное по выражению (11) сопротивление обмотки трансформатора должно сравниваться с данными завода-изготовителя. Допустимое отклонение



сопротивления обмотки трансформатора от заводского значения не должно превышать 2%.

Измерение действительного коэффициента трансформации выполняется для всех положений переключателя регулировки напряжения под нагрузкой (РПН) или переключателя без возбуждения (ПБВ). Для измерения действительного коэффициента трансформации применяют два вольтметра одновременно подключенных к обмоткам высокого и низкого напряжений трансформатора. Схема измерения действительного коэффициента трансформации, представленная на рисунке 4.

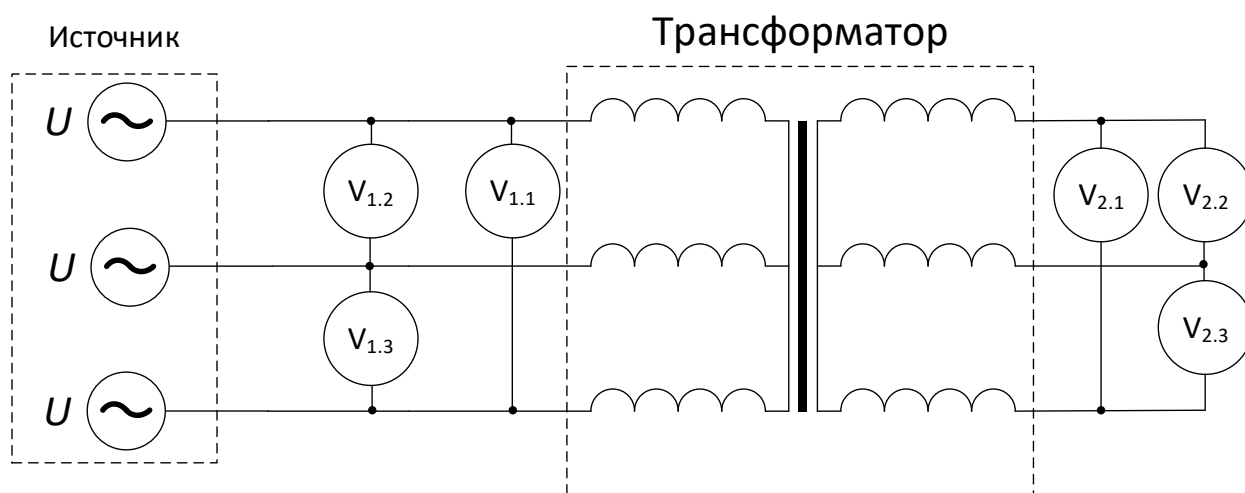


Рисунок 4 - Схема определения действительного коэффициента трансформации

По показаниям вольтметров определяется действительный коэффициент трансформации по выражению:

$$K_{\text{тр.действ}} = \frac{U_{V1.i}}{U_{V2.i}} \quad (13)$$

где  $U_{V1.i}$  – показания вольтметра на стороне высокого напряжения трансформатора в  $i$ -й фазе, В;

$U_{V2.i}$  – показания вольтметра на стороне низкого напряжения трансформатора в  $i$ -й фазе, В.

Полученные по (13) значения действительных коэффициентов трансформации должны соответствовать условию:

$$0,98 \cdot K_{\text{тр.завод}} \leq K_{\text{тр.действ}} \leq 1,02 \cdot K_{\text{тр.завод}} \quad (14)$$

где  $K_{\text{тр.завод}}$  – коэффициент трансформации испытуемого трансформатора согласно данным завода-изготовителя.

Контроль группы соединения обмоток трансформатора выполняется для случаев возможного режима параллельной работы трансформаторов. Проверка проводится при отсутствии данных с завода-изготовителя трансформатора. В условиях эксплуатации трансформаторов данное испытание проводится только после проведения ремонтных работ связанных с полной или частичной заменой обмоток трансформатора.

Проверка группы соединения обмоток трансформатора выполняется согласно схеме, представленной на рисунке 5. Для проведения испытаний используют источник постоянного напряжения, который поочередно подключают к обмоткам высокого напряжения (ВН), контролируя отклонение стрелки гальванометра подключаемого к обмоткам низкого напряжения (НН). Напряжение источника постоянного тока не должно превышать  $U_{\text{ном}} = 4$  (В). Группа соединения обмоток трансформатора определяется по таблице 9 с учетом отклонений стрелки гальванометра.

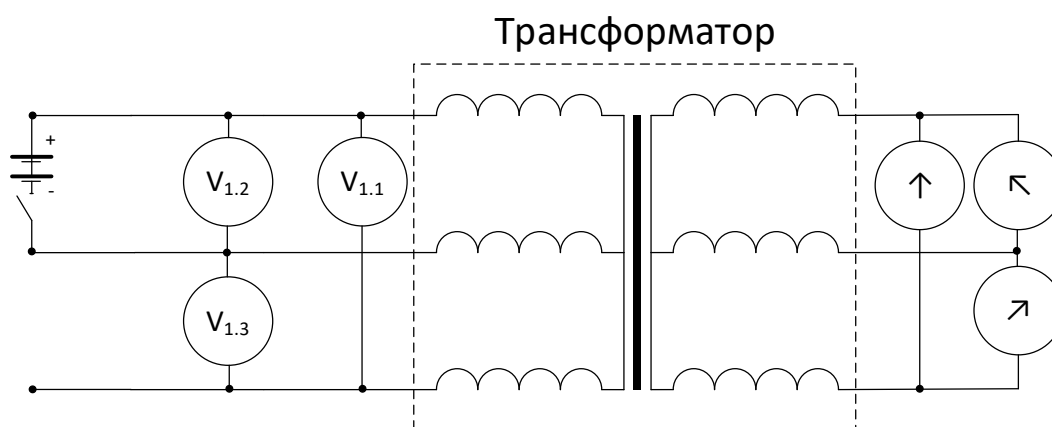


Рисунок 5 – Схема проверки группы соединения обмоток

Таблица 9 - Определение группы соединения обмоток по показаниям гальванометра

Подключение гальванометра	Положение стрелки гальванометра на обмотке низкого напряжения											
	a-b	←	←	↑	→	→	→	→	→	↑	←	←
b-c	→	→	→	→	↑	←	←	←	←	←	↑	→
a-c	↑	→	→	→	→	→	↑	←	←	←	←	←
Результаты измерений группы соединения обмоток												
Группа соединения обмоток	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Угол смещения ЭДС	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°

Для контроля электрической прочности изоляции трансформатора необходимо проведение испытаний повышенным напряжением. Для испытания повышенным напряжением используется специализированная испытательная установка, состоящая из испытательного однофазного трансформатора, а также регулировочного трансформатора – лабораторного автотрансформатора. Для испытания трансформаторов классов напряжения 10(6) кВ необходимо, чтобы испытательная установка имела выходное напряжение не ниже 31,5 кВ. Испытания повышенным напряжением проводятся переменном напряжении промышленной частоты 50 Гц. Схема проведения испытаний трансформатора повышенным напряжением представлена на рисунке 6.

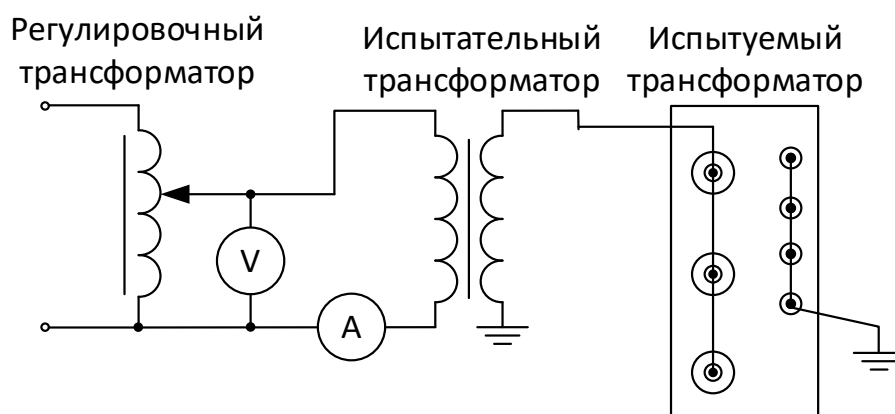


Рисунок 6 - Схема испытания трансформатора повышенным напряжением

При проведении испытаний трансформатора повышенным напряжением необходимо соблюдать время проведения испытания, которое не должно превышать 1 мин. Кроме того, при проведении испытаний повышенным напряжением необходимо соблюдать скорость подъема напряжения на трансформаторе. Скорость подъема напряжения должна быть 1,2 кВ/с. При повышении напряжения на испытуемом трансформаторе необходимо контролировать появление пробоев и перекрытий внешней изоляции. При появлении пробоев и перекрытий испытания необходимо прекратить и выполнить осмотр трансформатора на наличие загрязнений, увлажнений или повреждений внешней изоляции. После испытания трансформатора повышенным напряжением необходимо выполнить дополнительный контроль сопротивления изоляции. Полученное значение необходимо сравнить со значением сопротивления полученным до проведения испытания повышенным напряжением. При этом сопротивления не должны отличаться.

Для выбора испытательного напряжения трансформатора необходимо использовать данные таблицы 10.

Таблица 10 - Испытательные напряжения трансформаторов 10(6) кВ

Напряжение, кВ	Тип изоляции трансформатора			
	Нормальная		Облегченная	
Номинальное	10	6	10	6
Испытательное	22,5	31,5	14,	21,6

Также в рамках проведения профилактических испытаний проводится измерение сопротивления короткого замыкания. Для проведения испытания используется схема, представленная на рисунке 7.

Для измерения сопротивления короткого замыкания трансформатора 10(6) кВ обмотку ВН возбуждают переменным напряжением  $U_{исп} = 0,38$  кВ.

Параметры для определения сопротивления короткого замыкания, а именно ток и напряжение фиксируются по соответствующим шкалам измерительного комплекта СЭИТ-4М-К540.

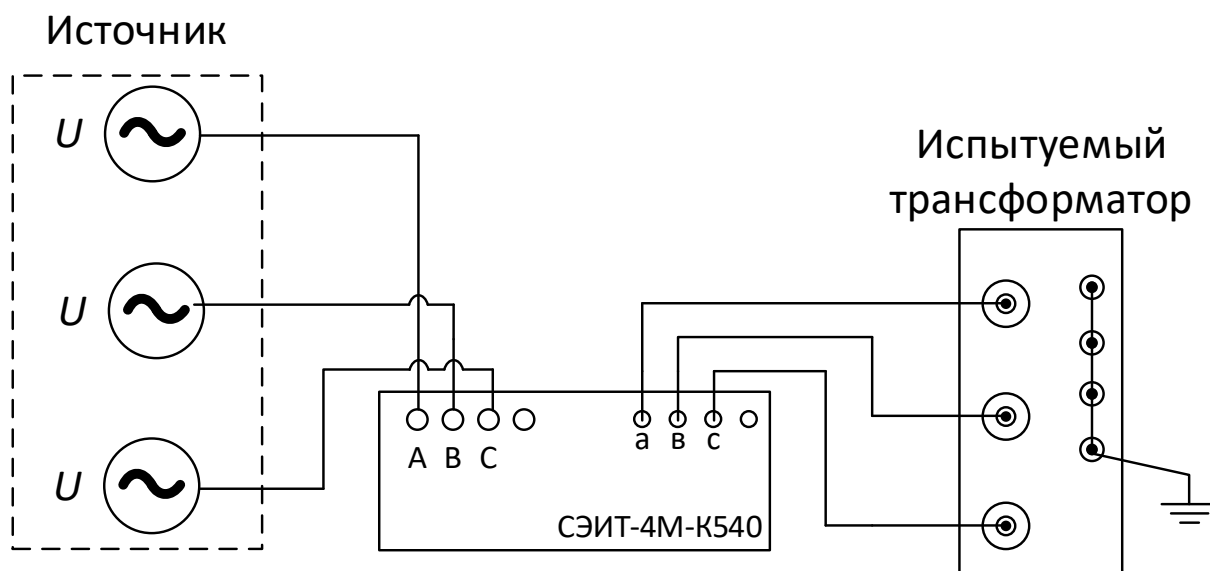


Рисунок 7 - Схема измерения сопротивления короткого замыкания трансформатора

Так как испытания по определению сопротивления короткого замыкания проводятся на пониженном напряжении, то результаты испытаний необходимо привести к номинальным параметрам трансформатора.

Приведенное к номинальным параметрам значение напряжения короткого замыкания определяется по выражению:

$$U_{\text{кз.исп}} = \frac{U'_{\text{кз.исп}}}{U_{\text{ном.тр}}} \cdot \frac{I_{\text{ном.тр}}}{I'_{\text{кз.исп}}} \cdot 100 \quad (15)$$

где  $U'_{\text{кз.исп}}$  - значение напряжения короткого замыкания, полученное в результате испытаний на пониженном напряжении, В;

$U_{\text{ном.тр}}$  - номинальное напряжение обмотки ВН испытуемого трансформатора, В;

$I_{\text{ном.тр}}$  - номинальный ток испытуемого трансформатора на стороне высокого напряжения, А;

$I'_{\text{кз.исп}}$  - ток короткого замыкания, полученный в результате испытаний на пониженном напряжении, А.

Также по результатам испытаний определяется величина потерь короткого замыкания. Потери короткого замыкания также должны быть приведены к номинальным параметрам трансформатора по выражению:

$$P_{\text{кз.исп}} = P'_{\text{кз.исп}} \cdot \left( \frac{I_{\text{ном.тр}}}{I'_{\text{кз.исп}}} \right)^2 \quad (16)$$

где  $P'_{\text{кз.исп}}$  - величина потерь короткого замыкания полученные по результатам испытаний на пониженном напряжении, Вт.

По результатам проведенных измерений также определяется полное сопротивление короткого замыкания по выражению:

$$Z_{\text{кз.тр}} = \frac{U'_{\text{кз.исп}}}{I'_{\text{кз.исп}}} \quad (17)$$

Полученное по (17) значение сравнивается с результатами предыдущих испытаний или со значением полученном при испытаниях трансформатора на заводе-изготовителе.

По результатам проведенных профилактических испытаний все данные измерений для каждого опыта заносятся в журнал. По результатам испытаний заполняется протокол испытаний.

Перечень необходимых испытаний трансформатора определяется заказчиком на основании нормативно технической документации [16], правил эксплуатации оборудования [17], а также правил устройства электроустановок [18]. Все приборы, используемые при проведении испытаний, должны входить в Госреестр средств измерений и иметь действующее на момент проведения испытаний свидетельство о поверке.

Данные результатов профилактических испытаний относительно измеренных параметров и оценка технического состояния трансформатора выполняется по данным таблицы 11.

Таблица 11 - Определение повреждений трансформатора по результатам испытаний

Вид профилактического испытания	Факторы неисправности трансформатора	Вид неисправности трансформатора
Измерение сопротивления изоляции обмоток	Разница в сопротивлениях изоляции обмоток больше 5% Разница в сопротивлении изоляции между обмотками более 5%	Повреждение ввода трансформатора
	Разница в сопротивлениях изоляции обмоток при измерениях «холодной» и «горячей» изоляции больше 5%	Увлажнение изоляции обмоток трансформатора
Измерение величины сопротивления обмоток трансформатора постоянному току. Оценка работоспособности устройства регулирования напряжения.	Разброс показаний приборов на разных ступенях регулятора напряжения превышает 5%	Ослабление контакта в устройстве регулирования напряжения из-за окисления или подгорания
	Разница в сопротивлениях изоляции обмоток выше 5%	Отводы переключателя регулятора напряжения подключены к прибору не верно
		Плохой контакт на присоединениях выводов
		Плохой контакт в местах пайки отводов регулировочной обмотки трансформатора
Определение группы соединения обмоток трансформатора	По результатам испытаний невозможно определить группу соединения обмоток	Обмотка соединена в обратном направлении, перепутаны начало и конец обмотки
Измерение величины потерь в трансформаторе для режима холостого хода	Незначительное превышение значения тока холостого хода, не более 5%	Витковое замыкание в обмотке
		Наличие замкнутого контура через стяжные болты и прессующие плиты.
	Значительное превышение значения тока холостого хода, более 5%	Неправильное включение параллельных обмоток
		Плохая шихтовка магнитопровода, неполное сечение верхнего ярма магнитопровода
Значительное превышение значения потерь холостого хода, более 5%	Нарушена изоляция между листами стали магнитопровода	
	Начало процесса «пожар стали»	

Продолжение таблицы 11

Вид профилактического испытания	Факторы неисправности трансформатора	Вид неисправности трансформатора
Измерение сопротивления и потерь короткого замыкания трансформатора	Значительное превышение значения напряжения холостого хода и потерь короткого замыкания, более 5%	Контакт перемычки установленной на обмотке НН плохо закреплен
		Плохой контакт на выводах подключенных к обмотке ВН; Неисправность переключателя испытательной установки
	Значительное превышение значения потерь короткого замыкания, более 5%	Нарушен контакт в схеме соединения обмоток трансформатора
Проверка и испытание вводов трансформатора	Перекрытие с ввода на бак трансформатора	Неправильное токораспределение на параллельных ветвях магнитопровода
		Трещины в изоляторах. Увлажнение внутренней изоляции высоковольтного ввода
		Пониженный уровень масла в баке трансформатора.
	Загрязнении внутренней поверхности изоляторов	
	Перекрытие между вводами отдельных фаз на одной стороне трансформатора	Недостаточное изоляционное расстояние между вводами трансформатора.
		Наброс постороннего предмета на ввод трансформатора
Испытание повышенным напряжением	Треск внутри бака трансформатора, выделение дыма или газа из бака трансформатора.	Нарушена главная или продольная изоляция трансформатора. Высокие значения частичных разрядов. Высокая степень загрязнения масла трансформатора. Высокое увлажнение масла трансформатора
	Резкое снижение напряжения по показаниям вольтметра с одновременным повышением ток по данным амперметра	Образование электрического пробоя главной или продольной изоляции трансформатора



## **2.2 Проведение плановых осмотров трансформаторов для контроля технического состояния**

Для оценки технического состояния трансформаторов необходимо проводить плановый периодический осмотр. Плановый периодический осмотр трансформаторов выполняется в зависимости от типа подстанции, на которой они установлены [21].

При наличии постоянного персонала на подстанции осмотр трансформаторов выполняется один раз в сутки, а при отсутствии на подстанции постоянного персонала осмотр производится не реже одного раза в месяц [22].

Осмотр трансформаторов на подстанциях проводится без отключения трансформатора от сети. Перечень параметров, которые контролируются во время проведения осмотра силового трансформатора [9]:

- данные приборов измерения температуры, термосигнализаторов, мановакуумметров;
- состояние внешней изоляции силового трансформатора: трещины и дефекты фарфоровой изоляции вводов, степень загрязненности поверхности вводов;
- состояние ошиновки, кабельных вводов, а также всех доступных для визуального осмотра контактных соединений;
- проверка течи масла и состояния фланцевых соединений маслопроводов и бака;
- наличие и уровень масла в расширителе и маслонаполненных вводах;
- состояние контура заземления;
- состояние маслоприемных устройств с контролем чистоты гравийной засыпки;
- оценка уровня и типа шума силового трансформатора, при наличии вентиляторов системы охлаждения оценка уровня шума выполняется при отключенных вентиляторах;



Таблица 12 - Описание дефектов трансформатора

Неисправность	Расшифровка неисправности
Снижение уровня масла в баке ниже отметки среднего значения	Возможно наличие течи масла в баке трансформатора или течь через систему охлаждения при наличии
Превышение температуры масла выше 50°C	Загрязнение радиаторов системы охлаждения силового трансформатора при наличии. Дефект в системе охлаждения.
Изменение цвета трансформаторного масла	Дефект активной части силового трансформатора
Изменение цвета силикагеля в осушителе	Увлажнение трансформаторного масла
Высокий уровень вибрации трансформатора	Нарушение установки силового трансформатора
Равномерный гул работы трансформатора с присутствием высоких и низких тональностей	Дефект активной части трансформатора. Ослабление прессовки магнитопровода. Ослабление крепления крышки бака силового трансформатора.
Потрескивающий звук внутри бака силового трансформатора	Дефект активной части силового трансформатора. Обрыв заземления магнитопровода.
Выброс масла из расширителя	Междуфазное короткое замыкание в обмотках силового трансформатора

При оценке цвета силикагеля в осушителе нужно руководствоваться тем, что силикагель может принимать цвет от светло-голубого до ярко розового. При этом сухим является силикагель с бледно голубым цветом, по мере насыщения влагой силикагель меняет цвет в сторону розового. Чем ярче оттенок розового у силикагеля, тем больше влажность трансформаторного масла.

При оценке цвета трансформаторного масла нужно руководствоваться тем, что масло может иметь значения цвета от светло желтого до темно коричневого. При этом чем темнее цвет масла, тем хуже его состояние.

Для высоковольтных вводов силовых трансформаторов при визуальном осмотре могут быть применены только два вида описания состояния «У» - удовлетворительное и «Н» неудовлетворительное. Неудовлетворительное состояния подразумевает наличие трещин и сколов на фарфоровом покрытии высоковольтных вводов, а также наличие серьезного загрязнения на внешней и внутренней поверхностях высоковольтного ввода [13].

Уровень масла не должен снижаться ниже средней отметки.

Данные измерительных приборов – амперметров, установленных в фазах трансформатора, позволяют определить коэффициент загрузки трансформатора и равномерность загрузки обмоток каждой фазы. Неравномерность загрузки не должна превышать 5%. Общий коэффициент загрузки трансформатора должен находиться в пределах нормируемых значений:

- для двухтрансформаторных подстанций коэффициент загрузки каждого трансформатора не должен превышать 0,7;
- для однострансформаторных подстанций коэффициент загрузки не должен превышать 0,9.

Выводы по разделу.

Представлены типовые методики профилактических испытаний трансформаторов 10(6) кВ с масляной изоляцией.

Определен перечень параметров, которые контролируются в рамках проведения профилактических испытаний трансформаторов 10(6) кВ с масляной изоляцией.

Представлены расчетные формулы позволяющие определить параметры трансформатора по результатам испытаний.

Определены значения параметров и результатов испытаний позволяющие определить техническое состояние отдельных элементов трансформатора и выявить из повреждения.

Также выполнен анализ методики проведения плановых осмотров трансформаторов с определением факторов по которым можно выявить неисправности и оценить их уровень.

### **3 Алгоритм контроля состояния трансформаторов автоматизированной системой**

По результатам выполнения предыдущих разделов выпускной квалификационной работы определено, что в процессе эксплуатации, не реже одного раза в месяц, необходимо проведение периодических осмотров трансформаторов. Для минимизации затрат компании, эксплуатирующей трансформаторные подстанции, а также для повышения удаленной наблюдаемости технического состояния всех трансформаторов рассматриваемого объекта ЖКХ в рамках выполнения раздела определим оптимальный перечень параметров, которые необходимо контролировать разрабатываемой автоматизированной системой [27].

Важным фактором является загрузка трансформатора, которая определяется по величине коэффициента загрузки. Значение текущего коэффициента загрузки, с высокой частотой дискретизации сигнала не может дать полного представления о нагрузочной характеристике трансформатора, поэтому необходимо выполнять усреднение данных по коэффициенту загрузки. Текущий коэффициент загрузки трансформатора может быть использован для отображения на экране диспетчерского пункта, а для использования в системе необходимо усреднять значение коэффициента загрузки максимально до нескольких часов [21].

Также необходимо в режиме реального времени контролировать напряжения на каждой фазе трансформатора [26]. Контроль напряжения позволит определить появление перенапряжений в сети, их длительность и амплитуду. Этот параметр используется в части анализа и признаков, которые привели к появлению дефекта в изоляции трансформатора [8].

Наличие контроля тока и напряжения на трансформаторе позволяет реализовать программный контроль активной, реактивной и полной мощности, протекающей через контролируемый трансформатор [25], а также определить коэффициенты активной и реактивной мощностей.

Обязательным, при периодическом осмотре, является контроль уровня масла в баке трансформатора, поэтому данную функцию должна также реализовывать автоматизированная система контроля технического состояния [23]. Контроль уровня масла в баке трансформатора должен быть дополнен контролем давления в баке трансформатора [11].

Важным диагностическим параметром является, при периодическом осмотре, является контроль шума трансформатора [24]. Однако, при проведении периодических осмотров данный параметр оценивается субъективно эксплуатационным персоналом, поэтому необходимо автоматизировать контроль уровня и спектра звука трансформатора. Для этого используются датчики вибраций. Контроль вибрации трансформатора позволит определить появление дефектов в активной части трансформатора – магнитопроводе.

Весь перечень входных параметров автоматизированной системы сведем в таблицу 13.

Таблица 13 - Перечень входных параметров автоматизированной системы

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения
Ток в фазе А обмотки НН	$I_a$	А
Ток в фазе В обмотки НН	$I_b$	А
Ток в фазе С обмотки НН	$I_c$	А
Ток в фазе А обмотки ВН	$I_A$	А
Ток в фазе В обмотки ВН	$I_B$	А
Ток в фазе С обмотки ВН	$I_C$	А
Напряжение фазы А обмотки НН	$U_a$	В
Напряжение фазы В обмотки НН	$U_b$	В
Напряжение фазы С обмотки НН	$U_c$	В
Напряжение фазы А обмотки ВН	$U_A$	В
Напряжение фазы В обмотки ВН	$U_B$	В
Напряжение фазы С обмотки ВН	$U_C$	В
Содержание влаги в трансформаторном масле	$C_{H2O}$	ppm
Уровень масла в баке трансформатора	$L_{oil}$	мм
Давление в баке трансформатора	$P_{oil}$	Па
Вибрации бака	$V_{tank}$	G
Температура трансформатора	$T_{trans}$	°С
Разрядная активность	$Q_{trans}$	дБм

На рисунке 9 представлен алгоритм функционирования автоматизированной системы контроля технического состояния трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 кВ. Оценка технического состояния трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 кВ производится по параметрам, указанным в таблице 13. Все контролируемые параметры оцениваются по амплитудным значениям [12].

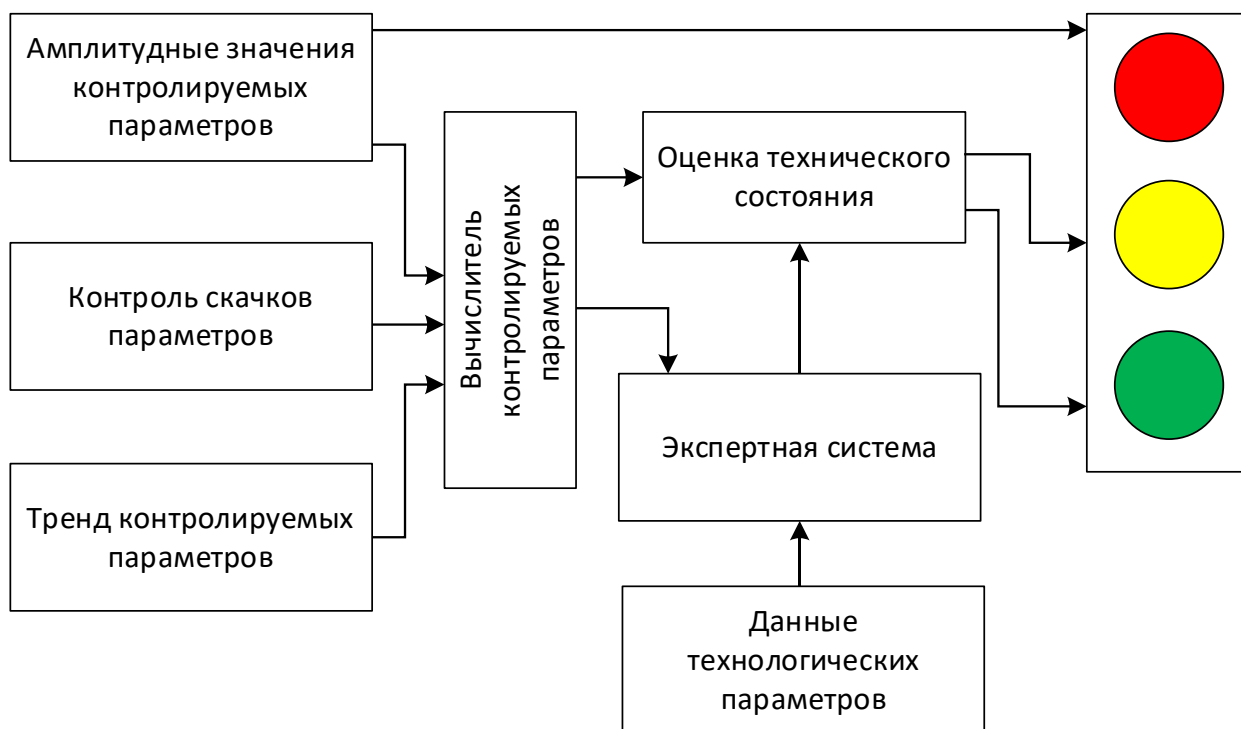


Рисунок 9- Алгоритм функционирования автоматизированной системы оценки технического состояния

При превышении уставки параметра по амплитуде выдается предупредительный сигнал (красный свет) по трансформатору, на котором было зафиксировано превышение значения. При отсутствии превышений амплитуд контролируемых параметров автоматизированная система функционирует в штатном режиме и определяется техническое состояние по данным измеряемых параметров, а именно контролирует скачки по каждому параметру и определяется тренды изменения каждого параметра. По этим данным вычисляются параметры необходимые для работы модели оценки технического состояния трансформатора. Далее с помощью экспертной

системы и данных о технологических параметрах, при наличии, определяется итоговый параметр технического состояния трансформатора марки ТМГ 1000/6/0,4 кВ. В качестве итогового параметра определяющего текущее состояние трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 кВ является коэффициент текущего технического состояния ( $K_{ТТС}$ ). Коэффициент текущего технического состояния отличается от используемого в настоящее время индекса технического состояния ( $I_{ТС}$ ). Индекс технического состояния описывает изменение технического состояния в рамках всего жизненного цикла трансформатора, а коэффициент текущего технического состояния описывает техническое состояние в рамках цикла между ремонтами трансформатора (ЦМР), как показано на рисунке 10 [14].

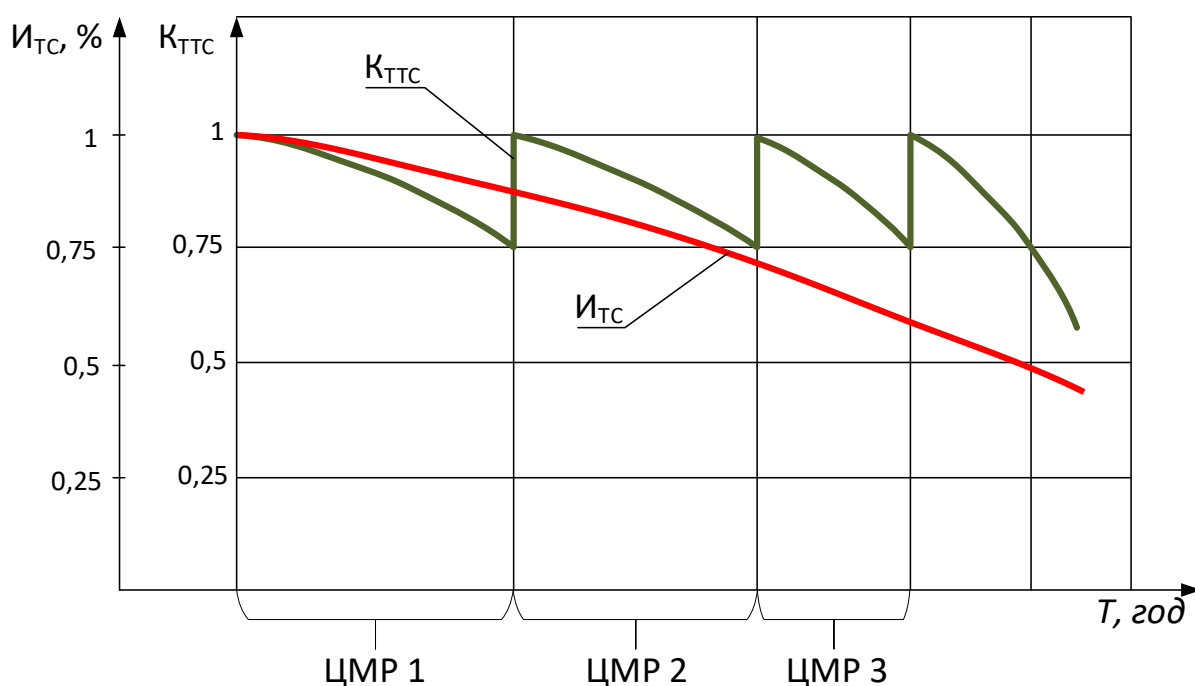


Рисунок 10 - Изменение индексов, описывающих техническое состояние трансформатора

Выводы по разделу.

Представлен алгоритм автоматизированной системы по оценке технического состояния трансформаторов марки ТМГ 1000/6/0,4 кВ.



Определено, что для мониторинга изменения технического состояния трансформаторов объекта ЖКХ необходимо использовать коэффициент текущего технического состояния ( $K_{\text{ТТС}}$ ), который отражает необходимость проведения технических работ или ремонтов на трансформаторе.

Отслеживание изменения индекса технического состояния позволяет определять момент общего износа ресурса трансформатора.

Оба показателя являются важными для разрабатываемой автоматизированной системы контроля технического состояния оборудования объекта ЖКХ – трансформаторов распределительной сети жилого микрорайона города, так как позволяют создать у персонала эксплуатирующей организации комплексное представление об уровне технического состояния оборудования и заранее составить план мероприятий по предотвращению аварийной ситуации, вызванной выходом трансформатора из строя.

#### **4 Оборудование автоматизированной системы**

Для автоматизированной системы контроля технического состояния трансформаторов объектов ЖКХ используем систему мониторинга маслonaполненных силовых трансформаторов марки TDM-10. Автоматизированная система TDM-10 является системой, производимой в России, компанией ООО «Димрус» [1].

По результатам анализа методики профилактических испытаний трансформаторов, а также методикой проведения осмотров трансформаторов установлено, что для максимально эффективной оценки технического состояния необходимо контролировать изменение таких параметров как:

- температуру масла в баке трансформатора;
- влагосодержание масла в баке трансформатора;
- уровень масла в баке трансформатора;
- интенсивность частичных разрядов;
- вибрации бака трансформатора;
- давление внутри бака трансформатора;
- нагрузочные характеристики трансформатора;
- напряжение на стороне ВН и НН.

Для контроля технического состояния используется базовый блок автоматизированной системы TDM-10, показанный на рисунке 11.

Базовый блок автоматизированной системы выполняет функции:

- температуру масла в баке трансформатора;
- влагосодержание масла в баке трансформатора;
- уровень масла в баке трансформатора;
- интенсивность частичных разрядов;
- вибрации бака трансформатора;
- давление внутри бака трансформатора;
- сбор данные с модулей измерения тока и напряжения на стороне НН и ВН трансформатора;

- передачу собранных данных на уровень 2 автоматизированной системы контроля технического состояния.



Рисунок 11 - Базовый блок автоматизированной системы контроля технического состояния

В таблице 14 представлены технические характеристики базового блока автоматизированной системы контроля технического состояния трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 кВ.

Таблица 14 - Технические характеристики блока TDM 10

Параметр блока	Единица измерения	Значение
Напряжение ВН контролируемого трансформатора	кВ	6
Диапазон контролируемой температуры в баке, град	°С	-40 ... +125
Диапазон контроля влагосодержания в масле	ppm	0,63 ... 63,69
Уровень масла в баке	мм	50
Разрядная активность в баке трансформатора	дБм	-60 ... -8
Вибрация в баке	G	4

Продолжение таблицы 14

Параметр блока	Единица измерения	Значение
Размеры корпуса прибора Д×Ш×В, мм	мм	400×150×80
Масса прибора	кг	1,5
Рабочая температура,	°С	-40 ... +85
Напряжение питания	В	110/220
Потребляемая мощность	Вт	5

Для измерения напряжения и тока на стороне обмоток ВН и НН используются трансформаторы тока – катушки Роговского. Катушки Роговского устанавливаются на ввода 0,4 кВ и 6 кВ трансформатора. Сигнал с катушек Роговского передается в блок контроля тока и напряжения TDM-10/U показанный на рисунке 12.



Рисунок 12 - Блок измерения тока и напряжения

Для одного трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 кВ используется два блока измерения тока и напряжения.

С блоков измерения тока и напряжения данные передаются по радиоканалу на базовый блок TDM-10, с которого через блок приема-передач WDM рисунок 13 передается в АРМ энергетической службы объекта ЖКХ.

Структура автоматизированной системы контроля технического состояния трансформаторов марки ТМГ 1000/6/0,4 кВ представлена на рисунке 14.



Рисунок 13 - Блок приема-передачи WDS

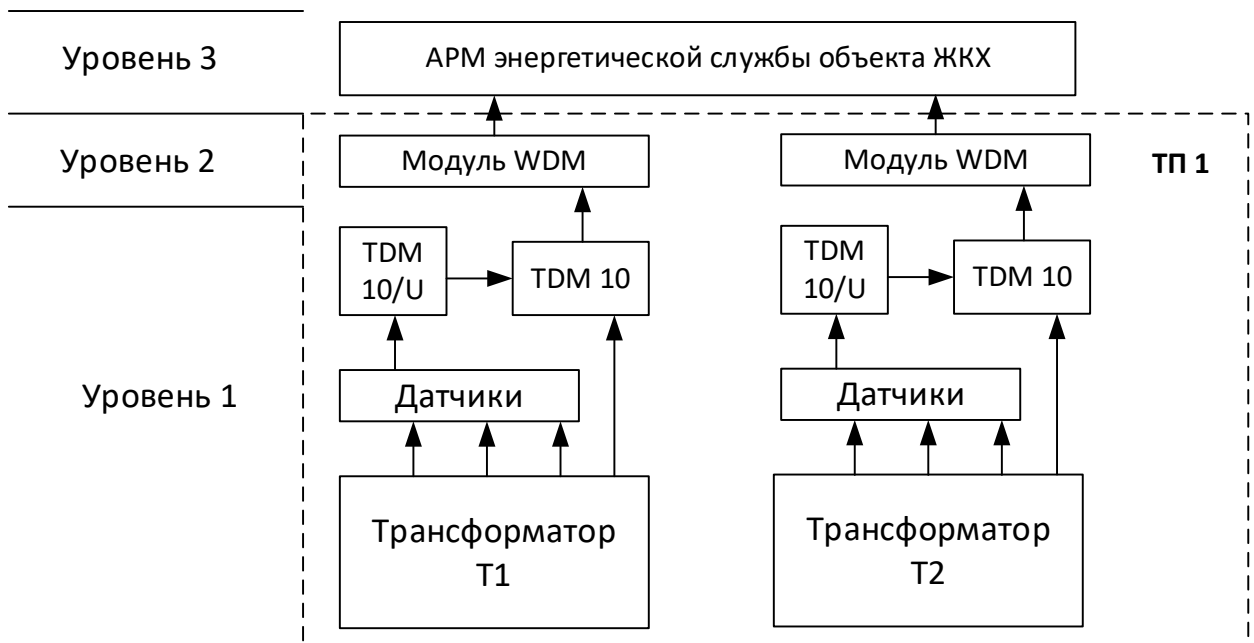


Рисунок 14 - Структурная схема автоматизированной системы контроля технического состояния трансформаторов ТМГ 1000/6/0,4 на примере подстанции ТП 1 микрорайона

Основные измерения параметров необходимых для определения технического состояния трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 выполняются на первом уровне, на котором установлены:

- трансформаторы Роговского на вводах трансформатора ТМГ 1000/6/0,4 кВ;
- базовый блок-системы (TDM 10), выполняющий также функции измерения вибрации, температуры масла, уровня масла в баке и т.д.;
- блоки измерения тока и напряжения от измерительных трансформаторов тока и напряжения.

На втором уровне автоматизированной системы установлен блок приема-передачи WDS, который обеспечивает доступ к данным и их сбор на автоматизированном рабочем месте (АРМ) энергетической службы объекта ЖКХ.

На третьем уровне расположено АРМ энергетической службы объекта ЖКХ, на котором выполняется сбор, анализ и обработка данных с блоков измерения параметров.

С третьего уровня может выполняться не только автоматизированный сбор данных, но сбор и настройка параметров блока в ручном режиме с автоматизированного рабочего места. Также на третьем уровне отображаются значения параметров, графики изменения параметров, изменение коэффициента текущего состояния каждого трансформатора, индекс текущего состояния каждого трансформатора, а также сигналы об аварийной или предаварийной ситуации по методике «светофор»:

- зеленый цвет – нормальное состояние;
- желтый свет предупреждение об изменении состояния;
- красный цвет аварийная ситуация.

Такое отображение выполняется для каждой группы контролируемых параметров и целом для всего трансформатора.

Выводы по разделу.

В четвертом разделе выбрано оборудование необходимое для функционирования автоматизированной системы контроля технического состояния силового электрооборудования объекта ЖКХ – микрорайона города.

Автоматизированная система выполнена на элементах компании ООО «Димрус», г. Пермь.

Компания ООО «Димрус» является российским разработчиком и производителем систем мониторинга, диагностики и испытания высоковольтного электротехнического оборудования. Данная компания является единственной компанией, производящей весь спектр систем мониторинга и удаленной диагностики высоковольтного электрооборудования.

Для автоматизированной системы выбран базовый блок марки TDM 10/0,4 позволяющий выполнять измерения уровня вибраций, уровень частичных разрядов, температуру масла и уровень масла в баке распределительного трансформатора с масляной изоляцией. Кроме того, данный блок является базовым и обеспечивает связь блоков измерения тока и напряжения с блоком приема передачи.

Для измерения тока и напряжения на обмотках трансформатора ТМГ 1000/10/0,4 выбраны блоки производства ООО «Димрус» марки TDM/10U. На каждый трансформатор устанавливается два блока марки TDM/10U к которым подключаются измерительные каналы от трансформаторов тока и напряжения установленных на стороне 6 кВ и 0,4 кВ трансформатора. Также на стороне 0,4 кВ подключается трансформатор тока в нейтраль.

Блоки TDM/10U по радиоканалу передают данные измеряемых параметров в блок TDM 10/0,4. Который в свою очередь передает все данные на уровень 2 автоматизированной системы.

На втором уровне установлены блоки приема-передачи марки WMS. Данные блоки обеспечивают беспроводную связь с уровнем 3 автоматизированной системы на котором установлено автоматизированное рабочее место.

Программная оболочка автоматизированного рабочего места позволяет отслеживать в автоматическом режиме собранные данные, а также отслеживать изменение технического состояния трансформатора по значениям коэффициента текущего состояния и индекса технического состояния.

Функционирование автоматизированной системы контроля технического состояния позволяет вовремя выявлять опасные режимы работы трансформаторов подстанций объекта ЖКХ, планировать проведение ремонтных работ по величине коэффициента текущего состояния, а также планировать проведение реконструкций ТП с заменой оборудования исходя из прогнозных значений индекса технического состояния.

Применение разработанной системы позволит повысить эффективность и качество мониторинга текущего состояния трансформаторов, установленных на подстанциях микрорайона [23], а также сократить необходимость проведения плановых осмотров методика и необходимость проведения которых описаны во втором разделе выпускной квалификационной работы.



## Заключение

В выпускной квалификационной работе разработана автоматизированная система контроля технического состояния оборудования объекта жилищно-коммунального хозяйства.

На первом этапе выполнения выпускной квалификационной работы был определен объект и его характеристики необходимы для выполнения цели и задач. Объект жилищно-коммунального хозяйства – микрорайон г. Самара, в котором расположены многоквартирные жилые дома, административные здания, предприятия общественного питания, образовательные учреждения, торговые объекты и подземный гараж.

Определено, что схема распределительной сети микрорайона, выполненная на напряжении 6 кВ является двухлучевой-петлевой схемой. Данная схема является наиболее надежной для питания потребителей жилых микрорайонов. В аварийном режиме, при повреждении одной из линий и ли отключении одного из трансформаторов на ТП происходит автоматическое переключение на другую линию и питание потребителей сохраняется. При этом кабели и трансформаторы для такой системы питания выбираются на работу с длительной перегрузкой. Для питания потребителей первой категории надежности электроснабжения, которые имеются во всех зданиях микрорайона осуществляется от блока автоматического ввода резерва располагаемого в вводном-распределительном устройстве каждого здания микрорайона. и перечень оборудования, для которого разрабатывается автоматизированная система контроля технического состояния.

На каждой ТП микрорайона установлено по два трансформатора марки ТМГ 1000/10/0,4 кВ. Этот трансформатор является трехфазным, масляным с герметичным корпусом

На втором этапе разработки автоматизированной системы контроля технического состояния трансформаторов городского микрорайона были изучены и проанализированы типовые методики профилактических

испытаний трансформаторов 10(6) кВ с масляной изоляцией. По результатам анализа типовых методик испытания определен перечень параметров, которые контролируются в рамках проведения профилактических испытаний трансформаторов 10(6) кВ с масляной изоляцией. Представлены расчетные формулы позволяющие определить параметры трансформатора по результатам испытаний. Определены значения параметров и результатов испытаний позволяющие определить техническое состояние отдельных элементов трансформатора и выявить из повреждения.

Кроме периодических испытаний трансформаторов проводится периодический осмотр трансформаторов. Выполнен анализ методики проведения плановых осмотров трансформаторов с определением факторов по которым можно выявить неисправности и оценить их уровень.

На третьем этапе выпускной квалификационной работы представлен алгоритм функционирования автоматизированной системы по оценке технического состояния трансформаторов марки ТМГ 1000/6/0,4 кВ эксплуатирующихся на объекте ВКР – жилком микрорайоне города.

Определено, что для мониторинга изменения технического состояния трансформаторов объекта ЖКХ необходимо использовать коэффициент текущего технического состояния ( $K_{ТТС}$ ), который отражает необходимость проведения технических работ или ремонтов на трансформаторе.

Отслеживание изменения индекса технического состояния позволяет определять момент общего износа ресурса трансформатора.

Оба показателя являются важными для разрабатываемой автоматизированной системы контроля технического состояния оборудования объекта ЖКХ – трансформаторов распределительной сети жилого микрорайона города, так как позволяют создать у персонала эксплуатирующей организации комплексное представление об уровне технического состояния оборудования и заранее составить план мероприятий по предотвращению аварийной ситуации, вызванной выходом трансформатора из строя.

Четвертым этапом выпускной квалификационной работы был выбор оборудования необходимого для функционирования автоматизированной системы контроля технического состояния силового электрооборудования объекта ЖКХ – микрорайона города.

Для разрабатываемой автоматизированной системы принято использовать на элементы и блоки производства компании ООО «Димрус», г. Пермь.

Компания ООО «Димрус» является российским разработчиком и производителем систем мониторинга, диагностики и испытания высоковольтного электротехнического оборудования. Данная компания является единственной компанией, производящей весь спектр систем мониторинга и удаленной диагностики высоковольтного электрооборудования.

Для автоматизированной системы выбран базовый блок марки TDM 10/0,4 позволяющий выполнять измерения уровня вибраций, уровень частичных разрядов, температуру масла и уровень масла в баке распределительного трансформатора с масляной изоляцией. Кроме того, данный блок является базовым и обеспечивает связь блоков измерения тока и напряжения с блоком приема передачи.

Для измерения тока и напряжения на обмотках трансформатора ТМГ 1000/10/0,4 выбраны блоки производства ООО «Димрус» марки TDM/10U. На каждый трансформатор устанавливается два блока марки TDM/10U к которым подключаются измерительные каналы от трансформаторов тока и напряжения установленных на стороне 6 кВ и 0,4 кВ трансформатора. Также на стороне 0,4 кВ подключается трансформатор тока в нейтраль.

Блоки TDM/10U по радиоканалу передают данные измеряемых параметров в блок TDM 10/0,4. Который в свою очередь передает все данные на уровень 2 автоматизированной системы.

На втором уровне установлены блоки приема-передачи марки WMS. Данные блоки обеспечивают беспроводную связь с уровнем 3

автоматизированной системы на котором установлено автоматизированное рабочее место.

Программная оболочка автоматизированного рабочего места позволяет отслеживать в автоматическом режиме собранные данные, а также отслеживать изменение технического состояния трансформатора по значениям коэффициента текущего состояния и индекса технического состояния.

Функционирование автоматизированной системы контроля технического состояния позволяет вовремя выявлять опасные режимы работы трансформаторов подстанций объекта ЖКХ, планировать проведение ремонтных работ по величине коэффициента текущего состояния, а также планировать проведение реконструкций ТП с заменой оборудования исходя из прогнозных значений индекса технического состояния.

Применение разработанной системы позволит повысить эффективность и качество мониторинга текущего состояния трансформаторов, установленных на подстанциях микрорайона, а также сократить необходимость проведения плановых осмотров методика и необходимость проведения которых описаны во втором разделе выпускной квалификационной работы.

По результатам выполнения четырех этапов выпускной квалификационной работы достигнута цель и выполнены все задачи. Разработана автоматизированная система контроля технического состояния объекта ЖКХ.

## Список используемой литературы

1. TDM – комплексная система мониторинга и диагностики состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс] // Диагностические решения в энергетике "Димрус": [сайт]. [2024]. URL: <https://dimrus.ru/tdm.html> (дата обращения: 02.02.2024).
2. Объекты жилищно-коммунального хозяйства - сооружения, инженерные коммуникации, здания и технологические звенья производственного цикла, непосредственно осуществляющие или посредством которых осуществляется процесс производства и предоставления услуг. 2000.
3. Вантеев А.И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика : учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 368 с.
4. Голоднов Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 88 с с.
5. ГОСТ 21.6132014 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования. М.: Стандартинформ, 2015. 28 с.
6. Ерошенко Г.П., Кондратьева Н.П. Эксплуатация электрооборудования. М.: Инфра-М, 2017. 336 с.
7. Кириллов Г.А., Кашин Я.М. Эксплуатация электрооборудования. Часть 1. Основы теории эксплуатации, технического обслуживания и ремонта электрооборудования: учебное пособие. Краснодар: КубГТУ, 2015. 124 с.
8. Кириллов Г.А., Кашин Я.М. Эксплуатация электрооборудования. Часть 2. Техническая диагностика и мониторинг технического состояния электрооборудования: учебное пособие. Краснодар: КубГТУ, 2015. 203 с.
9. Кириллов Г.А., Кашин Я.М. Эксплуатация электрооборудования. Часть 3. Контроль технического состояния электрооборудования с выводом в ремонт: учебное пособие. Краснодар: КубГТУ, 2015. 3020 с.

10. Кривоконева О.О., Кудояров Р.И., Мавлекаев Е.Ю., Коныс Е.М., Прахов И.В., Хисматуллин А.С. Продление ресурса масляных трансформаторов с длительным сроком эксплуатации // Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering, Vol. 17, No. 3, 2017. с. 60-66.
11. Кувшинов А.А., Тараканов В.П. Диагностика технического состояния электрооборудования в системах электроснабжения: Практикум. Тольятти: ТГУ, 2016. 90 с.
12. Мониторинг и диагностика маслонеполненных силовых трансформаторов и трансформаторов с литой изоляцией с напряжением 6÷35 кВ [Электронный ресурс] // Диагностические решения в энергетике "Димрус": [сайт]. [2024]. URL: [https://dimrus.com/texts/trans\\_mon\\_6\\_35.html](https://dimrus.com/texts/trans_mon_6_35.html) (дата обращения: 05.03.2024).
13. ООО "Димрус". Системы диагностического контроля вводов трансформаторного оборудования. Пермь: ООО "Димрус", 2019.
14. ООО "Димрус". Системы мониторинга и диагностические приборы для контроля технического состояния высоковольтного оборудования // Диагностические решения в энергетике "Димрус". 2019. URL: <https://dimrus.com/manuals/dimrus2019.pdf> (дата обращения: 05.02.2024).
15. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. М.: Форум, 2020. 416 с.
16. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. М.: Приказ Минэнерго РФ.
17. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭС). М.: СПО ОРГРЭС, 2003. 121 с.
18. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
19. Стратегия развития строительной отрасли и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на период до 2030 года с прогнозом до 2035 года. 2022. Утверждена распоряжением правительства РФ от 31 октября 2022 года №3268.

20. Хальясмаа А.И., Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Глушков Д.А. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2015. 64 с.
21. Шабанов В.А., Баширов М.Г., Хлюпин П.А., Лунева Н.Н., Калимгулов А.Р., Юсупов Р.З. Диагностика технического состояния электрооборудования систем электроснабжения: Методы диагностики технического состояния электрооборудования: учебное пособие. М.: НИУ МЭИ, 2018. 316 с.
22. Шабанов В.А., Баширов М.Г., Хлюпин П.А., Лунева Н.Н., Калимгулов А.Р., Юсупов Р.З. Диагностика технического состояния электрооборудования систем электроснабжения: Общие вопросы и физические основы методов диагностики: учебное пособие. М.: НИУ МЭИ, 2018. 288 с.
23. Brown M. Power Supply Cookbook. 2nd ed. Newnes, 2001. 280 pp.
24. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. 3rd ed. CRC Press, 2014. 1093 pp.
25. Kersting W.H. Distribution System Modeling and Analysis. 4th ed. CRC Press, 2017. 546 pp.
26. McDonald J, editor. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook). 3rd ed. CRC Press, 2012. 536 pp.
27. Power System Analysis and Design. 3rd ed. Cengage Learning, 2016. 864 pp.