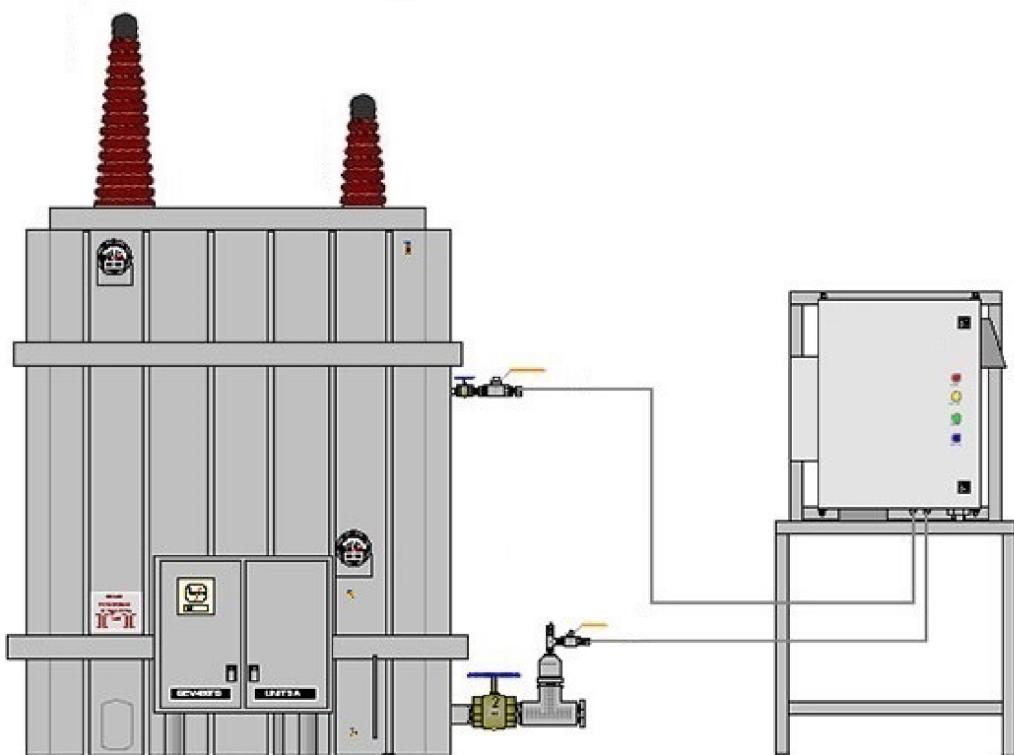


**А. Н. ШИЛИН, А. А. ШИЛИН
Н. С. АРТЮШЕНКО, С. С. ДЕМЕНТЬЕВ**

**ПРИБОРЫ
КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ВОЛГОГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

А. Н. ШИЛИН, А. А. ШИЛИН
Н. С. АРТЮШЕНКО, С. С. ДЕМЕНТЬЕВ

ПРИБОРЫ
КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением в системе высшего образования по укрупненной группе специальностей и направлений подготовки 12.00.00 Фотоника, приборостроение, оптические и биотехнические системы и технологии в качестве учебного пособия для реализации образовательных программ высшего образования бакалавриата по направлению подготовки «Приборостроение»



Волгоград
2017

УДК 621.317.799 (075)

Рецензенты:

кафедра «Электроснабжение и электротехнология»
Саратовского государственного технического ун-та им. Гагарина Ю. А.,
профессор кафедры д-р техн. наук *И. И. Артюхов*;
доцент кафедры «Электроэнергетика и электротехника»
филиала НИУ МЭИ в г. Волжском канд. техн. наук *А. В. Стрижиченко*

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Волгоградского государственного технического университета

Приборы контроля и диагностики в электроэнергетике : учеб.
пособие / А. Н. Шилин [и др.] ; ВолгГТУ. – Волгоград, 2017. – 132 с.
ISBN 978–5–9948–2440–5

Рассмотрены основные методы и средства контроля и диагностики оборудования в системах электроснабжения. Наибольшее внимание удалено основным элементам системы – трансформаторам и линиям электропередачи. Рассмотрены также принципы действия приборов контроля и их современные конструкции (отечественные и зарубежные). Приведены авторские оригинальные разработки и проблемы и перспективы развития приборостроения в электроэнергетике. Пособие позволит сформировать у студентов современный подход к выбору и проектированию приборов контроля и диагностики при внедрении интеллектуальных электрических сетей.

Предназначено для студентов высших технических учебных заведений по направлению «Приборостроение», изучающих дисциплины «Электротехника», «Приборы контроля и диагностики в электроэнергетике», «Основы проектирования приборов и систем» и «Информационно-измерительные системы».

Ил. 61. Табл. 12. Библиогр.: 78 назв.

ISBN 978–5–9948–2440–5

© Волгоградский государственный
технический университет, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
1 ДИАГНОСТИКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 7	
1.1 Диагностика маслонаполненного электрооборудования	7
1.1.1 Информационная функция трансформаторного масла	9
1.1.2 Хроматографический анализ масла	14
1.1.3 Анализ влагосодержания масла	23
1.1.4 Анализ диэлектрических характеристик масла	25
1.1.5 Анализ электрической прочности масла	30
1.2 Диагностика электрооборудования без отключения от сети	35
1.2.1 Тепловизионный метод диагностики.....	35
1.2.2 Вибродиагностика	42
1.2.3 Системы непрерывной диагностики.....	45
1.3 Методы диагностики электрооборудования с отключением от сети	48
2 ДИАГНОСТИКА АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 54	
2.1 Виды аварийных режимов и методы их выявления	54
2.1.1 Классификация аварийных режимов	54
2.1.2 Общие сведения о методах определения мест аварий	57
2.2 Дистанционные методы диагностики	59
2.2.1 Физические основы дистанционных методов	59
2.2.2 Высокочастотные дистанционные методы	62
2.2.3 Низкочастотные дистанционные методы	66
2.3 Топографические методы диагностики.....	70
2.3.1 Индукционный метод обнаружения аварий	70
2.4 Контроль аварийных режимов воздушных линий электропередачи по изменению электромагнитного поля	76
2.4.1 Теоретические основы измерения параметров электромагнитного поля проводников с током	76
2.4.2 Физические основы регистрации электромагнитного поля воздушной линии.....	81

2.5 Функциональные схемы приборов для контроля аварийных режимов воздушных линий электропередачи.....	90
2.5.1 Синтез логического блока обработки информации	94
2.5.2 Нейрокомпьютерный блок обработки информации	100
2.6 Методы и средства диагностики гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи	108
2.6.1 Гравитационный метод диагностики.....	109
2.6.2 Локационный метод диагностики	115
2.6.3 Метод инструментально-параметрической диагностики	116
3 ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРИБОРОВ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.....	120
Библиографический список	125

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время энергетическая система России характеризуется высокой степенью морального и физического износа, высокими потерями (до 40 %) и пониженным уровнем надежности. Поэтому вопрос о выборе направлений модернизации энергетической системы является для России весьма актуальным. Обычно под развитием отрасли понимается увеличение энергетических мощностей, связанное с вводом новых электростанций, а развитие сетей считается второстепенной задачей. Однако наибольший эффект с наименьшими затратами по экономии электроэнергии можно получить за счет повышения коэффициента полезного действия потребителей и снижения потерь в сетях за счет оптимизации режимов работы. По этому направлению развивается энергетика во многих развитых странах мира, а именно, ведутся работы по созданию интеллектуальных электрических сетей (*Smart Grid*, «умных», в России – активно-адаптивных сетей) [12, 18, 50]. Интеллектуальные сети представляют комплекс технических средств, работающих в автоматическом режиме и выявляющих наиболее слабые и аварийно опасные участки сети. В случае необходимости эти сети изменяют характеристики и схему сети с целью предотвращения аварии и снижения потерь. Основной базой такой сложной системы является современная информационная техника, которая существенно повышает уровень «интеллекта». Задача создания интеллектуальных сетей, стоящая перед российскими энергетиками и учеными, гораздо более сложная и многогранная, поскольку Россия – одна из очень немногих стран, имеющая разветвленную структуру магистральных электрических сетей, по которым электроэнергия передается на сотни или тысячи километров. Интеллектуальная сеть характеризуется:

- достаточным количеством датчиков текущих режимных параметров для оценки состояния в различных режимных ситуациях;

- быстродействующей системой сбора, передачи и обработки информации;
- средствами адаптивного управления в реальном масштабе времени с воздействием на активные элементы сети, генераторы и потребителей;
- быстродействующей информационно-управляющей системой с циклическим контролем состояния энергосистемы.

Очевидно, что на первом этапе создания интеллектуальных сетей необходимо оснащение энергетических сетей различными измерительными приборами и системами передачи информации. Информация о месте повреждения необходима для оперативной ликвидации аварий. Существующие методы и средства контроля мест повреждения не обеспечивают необходимой точности и оперативности. В то же время в связи развитием систем телекоммуникации и цифровых систем обработки информации, проблемы регистрации аварийных режимов и передачи информации могут быть решены на принципиально более высоком уровне.

1 ДИАГНОСТИКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1.1 Диагностика маслонаполненного электрооборудования

В настоящее время на подстанциях в России и за рубежом доля силового маслонаполненного оборудования остаётся превалирующей. Маслонаполненное электрооборудование – это оборудование, все активные части которого погружены в масло, являющегося дугогасительной, изолирующей и охлаждающей (теплоотводящей) средой.

Применяемое в электроэнергетике масло представляет собой очищенную фракцию нефти и является сложной многокомпонентной смесью углеводородов ароматического, нафтенового и парафинового рядов [46].

К основному подстанционному оборудованию маслонаполненного типа (рис. 1) относятся:

- *силовые трансформаторы* (в том числе автотрансформаторы);
- *измерительные трансформаторы тока и напряжения;*
- *шунтирующие реакторы;*
- *маломасляные и баковые выключатели;*
- *высоковольтные вводы;*
- *маслонаполненные кабельные линии.*

На сегодняшний день в ведении Федеральной сетевой компании (ПАО «ФСК ЕЭС») находится более 100 трансформаторных подстанций (ПС) напряжением 330-750 кВ, на которых установлено несколько сотен силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, а также десятки тысяч измерительных трансформаторов, выключателей и др. оборудования. В то же время период эксплуатации более 30 % автотрансформаторов и реакторов (как и остального электрооборудования ПС) составляет более 20 лет, что свидетельствует о практически полной выработке нормативного ресурса [9] и, в частности, ухудшенном состоянии масла ввиду его старения.



Автоматрансформатор АТДЦТН



Измерительные трансформаторы тока ТФЗМ



Трехфазный шунтирующий реактор PTM



Масляные баковые выключатели серии У



Маслонаполненный герметичный ввод ГБМТ



Маслонаполненный кабель высокого давления МВДТ

Рис. 1. Подстанционное оборудование маслонаполненного типа

Многолетнее воздействие электромагнитных полей вследствие длительной эксплуатации оборудования приводит к значительному изменению химических и электрофизических свойств масла, что неминуемо приводит к ухудшению его электроизоляционных качеств, а также может стать причиной изменения занимаемого объёма [34]. Всё перечисленное вкупе несёт значительную опасность не только для самого оборудования подстанции, но и обслуживающего персонала на её территории.

Таким образом, заблаговременная диагностика состояния масла является необходимым условием безаварийной эксплуатации маслонаполненного электрооборудования.

1.1.1 Информационная функция трансформаторного масла

Находясь в непрерывном взаимодействии с элементами активной части электрооборудования, масло претерпевает те или иные изменения, которые характеризуют не только процесс старения самого масла, но и позволяют судить о состоянии оборудования, а именно наличии и развитии дефектов его активной части. Отмечается, что результаты анализа состояния масла содержат около 70 % информации о состоянии электрооборудования [46].

Перечислим основные критерии, по которым оценивается пригодность масла к дальнейшей эксплуатации [34]:

- Электрическая прочность – важнейший показатель качества изоляции, равный величине пробивного напряжения в стандартном маслопробойном аппарате. Чистое трансформаторное масло, без примесей и свободное от воды, обладает высокой электрической прочностью (более 60 кВ), величина которой резко снижается при появлении даже незначительного количества влаги или каких-либо примесей. Предельно допустимое значение пробивного напряжения по ГОСТ 6581-75 варьируется в зависимости класса напряжения оборудования и составляет от 25 до 55 кВ в период эксплуатации.

- *Кислотное число* – количество миллиграммов едкого калия (КОН), необходимого для нейтрализации всех свободных кислот в 1 г масла. К. ч. характеризует степень окисления масла под воздействием эксплуатационных факторов. Для трансформаторного масла, находящегося в эксплуатации, предельное значение кислотного числа устанавливается на уровне 0,25 мг КОН/г [32].
- *Содержание водорастворимых кислот и щелочей* (реакция водной вытяжки масла) отражает наличие в масле наиболее агрессивных низкомолекулярных кислот и щелочей, вызывающих ускоренное старение изоляции и коррозию металлических элементов. По действующим нормам [32] содержание водорастворимых кислот и щелочей не должно превышать 0,014 и 0,03 мг КОН/г для трансформаторов и негерметичных маслонаполненных вводов соответственно.
- *Температура вспышки в закрытом тигле* – температура, при которой смесь из воздуха и паров масла, нагреваемого в закрытом сосуде, воспламеняется при поднесении к огню. Снижение температуры вспышки характеризует увеличение содержания в масле летучих веществ и лёгких фракций нефти (не более 5 °С по сравнению с аналогичным показателем для свежего масла [32]).
- *Наличие механических примесей и свободной воды* свидетельствует о сильном загрязнении масла (согласно ГОСТ 6370-83 и РТМ 1721671 для электрооборудования классом 220 кВ и менее не допускается, в остальных случаях – не более 0,0008 % от объема масла).
- *Тангенс угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta$)* – показатель, характеризующий электрическую проводимость масла при частоте 50 Гц. Измерение $\operatorname{tg}\delta$ является весьма эффективным методом диагностики состояния масла, т.к. позволяет выявить даже небольшое загрязнение. К числу примесей, повышающих электропроводность масла, от-

носятся: коллоидные образования, растворимые металлоорганические соединения (мыла), а также смолистые вещества, указывающие на старение масла в результате реакций окислительной конденсации и полимеризации. Согласно ГОСТ 6581-75 $tg\delta$ измеряется при температуре 90 °С (по необходимости также при 20, 50, 70°С) и в случае пробы масла, взятой непосредственно после заливки в оборудование, составляет не более 2,0 %.

- *Влагосодержание* позволяет достаточно точно оценить диэлектрические свойства масла. Вода в масле может находиться в 5 состояниях: связанном, растворённом, эмульгированном, свободном и осаждённом. Связанная вода находится в масле в сольватированной форме (в виде гидратов). Содержание связанной воды определяется фракционным составом масла и примесей, которые остаются в при изготовлении или образуются в процессе старения масла. Растворённая вода – это молекулы воды, расположенные между молекулами масла (молекулярный раствор). В нормальном состоянии растворимость воды в масле крайне мала (не более 15-30 г/т), но увеличивается при нагреве и старении масла. Если нагрев трансформаторного масла сменяется охлаждением, то освободившиеся в ходе обратного снижения растворимости молекулы воды сливаются в капли, образуя эмульгированную воду. По мере увеличения кол-ва водной эмульсии капли воды увеличиваются в объёме и опускаются на дно маслобака, смешиваясь со свободной водой, попадающей в бак при нарушении его герметичности. Наличие осевшей воды недопустимо, т.к. при определённых условиях свободная вода может перейти в растворённое состояние. По действующим нормам [32] влагосодержание не должно превышать 0,001 и 0,002 % от массы масла исправного электрооборудования классов не более 220 и 330, 500 кВ соответственно.

- *Общее газосодержание масла* – количество растворённого в масле кислорода и азота (воздуха). Газосодержание ускоряет процессы окисления масла и старения изоляции, а потому не должно превышать 1,0 % от объёма всего масла в случае пробы, взятой непосредственно после наполнения маслобака (РД 34.43.105-89).
- *Содержание фурановых соединений в масле* свидетельствует о термическом разложении твёрдой изоляции (бумаги и картона) маслонаполненного электрооборудования, в результате чего образуются соединения фуранового ряда – фурфурол и его производные. Нормальному состоянию изоляции соответствует концентрация фурфурола не более 1 ppm (мг/кг), в то время как концентрация фурановых соединений 3-5 ppm считается опасной. Вывод о неудовлетворительном состоянии бумажной изоляции может быть сделан лишь при заметном превышении концентрации фурфурола по сравнению с нормой [4].
- *Наличие растворимого шлама* характеризует присутствие в масле продуктов глубокого старения, которые с течением времени выпадают на элементах активных частей электрооборудования в виде осадка. Согласно РД 34.45-51.300-97 предельное содержание растворимого шлама не должно превышать 0,005 % от массы масла.

Таблица 1 показывает, насколько тесно коррелируют между собой перечисленные выше показатели качества масла и различные неисправности маслонаполненного электрооборудования подстанций [46].

Таблица 1

Показатель качества масла	Выявляемые неисправности
Электрическая прочность	Нарушение межлистовой изоляции магнитопровода
Кислотное число	Наличие очагов возникновения магнитных полей рассеивания; неэффективная работа системы охлаждения
Содержание водорастворимых кислот, влагосодержание	Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер; неудовлетворительное состояние внутрибаковой изоляции

Окончание табл. 1

Температура вспышки в закрытом тигле	Перегревы наружных и внутренних контактных соединений; ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток
Наличие механических примесей	Нарушение герметизации элементов оборудования; обрыв шунтирующих сопротивлений
Тангенс угла диэлектрических потерь	Перегревы контактных соединений
Общее газосодержание масла	Неудовлетворительное состояния герметизирующих узлов оборудования
Содержание фурановых соединений	Существенное старение бумажной изоляции, её аномальный перегрев
Наличие растворимого шлама	Ухудшение состояния бумажной изоляции

Контроль качества трансформаторного масла осуществляется путём выполняемой с определённой периодичностью (таблица 2) отбора проб из действующего оборудования [20].

Таблица 2

Оборудование	Номинальное напряжение, кВ	Периодичность отбора проб масла
Трансформаторы энергоблоков мощностью 180 МВА и более и реакторы	110 и выше	Не реже 1 раза в год
Трансформаторы всех мощностей	330 и выше	То же
Остальные трансформаторы и реакторы	До 220 кВ включительно	Не реже 1 раза в 3 года
Негерметичные маслонаполненные вводы	500 кВ	В течение первых двух лет эксплуатации 2 раза в год, в дальнейшем 1 раз в 2 года
	110-330 кВ	В течение первых двух лет эксплуатации 1 раз в год, далее 1 раз в 3 года

Далее рассмотрим основные методы и средства диагностики подстанционного электрооборудования, заполняемого трансформаторным маслом. Данные методы используются для регулярной оценки состояния и выявления медленно развивающихся дефектов оборудования.

1.1.2 Хроматографический анализ масла

Хроматографический анализ масла является наиболее распространённым методом оценки состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования [4]. Процесс развития дефектов активной части чаще всего сопровождается возникновением очагов местного нагрева или очагов местных электрических (частичных) разрядов, вследствие чего происходит разложение масла и других материалов с выделением различных газов. При этом газы разложения могут в течение длительного периода времени сохраняться в масле, т.к. на начальном этапе развития дефектов концентрация выделяющих газов невелика и не превышает уровня их растворимости в масле. Газохроматографический анализ (ГХА) масла заключается в принудительном извлечении растворённых газов и выполнении их качественного и количественного анализа [34].

Традиционно анализируется концентрация следующих газов разложения:

- водорода(H_2);
- метана (CH_4);
- ацетилена (C_2H_2);
- этилена (C_2H_4);
- этана (C_2H_6);
- окиси углерода (CO);
- двуокиси углерода (CO_2).

Причиной популярности ГХА в электроэнергетике является возможность выявления медленно развивающихся дефектов, зачастую на их ранней стадии развития.

К числу наиболее распространённых методик анализа растворённых в масле газов относятся [4]:

- *Методика Дорненбурга* – использование зависимости отношения CH_4/H_2 от $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$.
- *Методика CEGB(«отношения по Роджерсу»)* – применение зависимости соотношения газов CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ и $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ в масле от его температуры.
- *Методика Шлизингера* – использование отношения газов $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$, $\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ и CO_2/CO и уровней концентрации C_2H_2 , H_2 , суммы C_xH_y и суммы CO_2 и CO .
- *Методика Дювала* – применение треугольной диаграммы, на которой отображается доля содержания в масле CH_4 , C_2H_4 и C_2H_2 от их суммы.
- *Методика МЭК 599* – использование как абсолютного значения концентраций газов, так и отношения концентрации газов CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ и $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$.
- *Методика IEEE* близка к МЭК 599, но также использует концентрацию горючих газов в целом и метод Дорненбурга с учётом изменения концентрации газов во времени.
- *Методика МЭК 60599* близка к МЭК 599 и основывается на определении концентраций, отношений газов и скорости нарастания концентрации газов. Отношения газов CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ рассчитываются в случае, если хотя бы один газ имеет концентрацию выше нормативного значения или превышена скорость увеличения концентрации газа.

На сегодняшний день в качестве единой методики интерпретации результатов ГХА трансформаторного масла рекомендуется применять методику МЭК 60599.

В таблице 3 приводятся основные признаки наличия дефектов в силовом трансформаторе и их описание.

Таблица 3

Виды дефектов		Значение отношения газов			Описание дефекта (на примере силового трансформатора)
Обозначение	Название	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	
PD	Частичные разряды	НК	<0,1	<0,2	Разряды в заполненных газом полостях из-за недопропитки, высокой влажности бумажной изоляции, перенасыщения масла газами или кавитации.
D1	Разряды низкой энергии	>1	0,1-0,5	>1	Искрение или дуга между некачественными соединениями; разряды между прессующими узлами, вводами и баком; проводящие дорожки на деревянных деталях и т.д.
D2	Разряды высокой энергии	0,6-2,5	0,1-1,0	>2	Перекрытия, пробои или мощная дуга с высокой локальной концентрацией энергии; короткие замыкания обмотки низкого напряжения на другие обмотки, вводы, бак и т.д.
T1	Термические эффекты до 300 °C	НК (кроме НК)	>1	<1	Последствия перегрузок в аномальных режимах, закупорка или сужение потока охлаждающего масла в обмотке, потоки рассеяния в демпфирующих балках ярма.
T2	То же при 300-700 °C	<0,1	>1	1,0-4,0	Дефекты контактов болтовых соединений, скользящих контактов РПН; циркуляция токов между ярмовыми балками и заземляющими соединениями; стирание изоляции между соседними параллельными проводниками в обмотках и т.д.
T3	То же выше 700 °C	<0,2	>1	>4	Значительные циркулирующие токи в баке и сердечнике; замыкания между пластинами стали в сердечнике.

Примечание. НК – незначительные концентрации газа.

Для реализации ГХА трансформаторного масла используются хроматографы. В общем виде схема устройства хроматографа приведена на рис. 2.

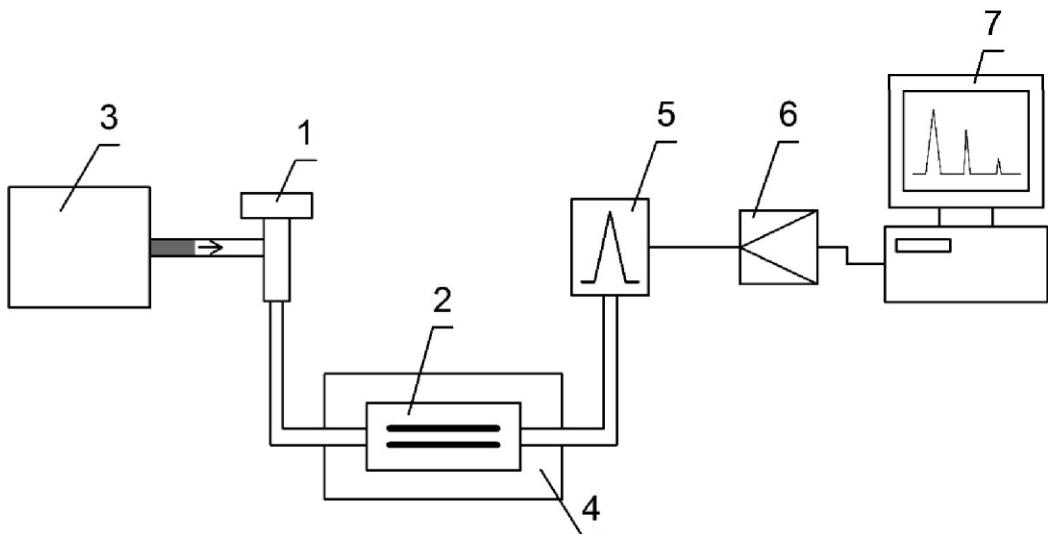


Рис. 2. Структурная схема хроматографа: --- – часть газового тракта, --- – часть электрической линии

После ввода в хроматограф с помощью микрошипца анализируемой пробы (1...10 мкл масла), дозатор-испаритель 1 переводит масло в парообразное состояние. В хроматографической колонке 2 осуществляется выделение из паров масла характерных газов (разделение анализируемой смеси на компоненты). Для осуществления этого процесса через колонку должен проходить специальный газ-носитель (инертный газ), формирование, очистку от сопутствующих примесей и стабилизацию потока которого выполняет система ЭУПГ (электронного управления потоками газов) 3. Анализируемая смесь (масло) и газ-носитель в данном случае являются соответственно неподвижной и подвижной фазами. Таким образом, элементы неподвижной фазы, слабо сорбируемые (поглощаемые) неподвижной фазой, будут продвигаться по колонке с большей скоростью и наоборот, за счёт чего и происходит разделение исходной смеси.

С целью исключения влияния колебаний температуры на происходящие процессы хроматографическую колонку помещают в термостат 4. Из

колонки разделённые компоненты смеси вместе с газом-носителем попадают в детектор 5, который регистрирует вещества, отличающиеся по физическим или физико-химическим свойствам от газа-носителя, и вырабатывает соответствующий аналоговый сигнал, поступающий на усилитель и АЦП 6.

Регистрирующее устройство 7, чаще всего представляющее собой персональный компьютер, строит график зависимости сигнала детектора от времени – хроматограмму (рис. 3). Т.к. для элементов анализируемой смеси характерна разная скорость перемещения по газовому тракту (вследствие разной энергии сорбции (поглощения) газом-носителем), то каждому газовому компоненту пробы будет соответствовать свой хроматографический пик, а его площади – концентрация данного вещества.

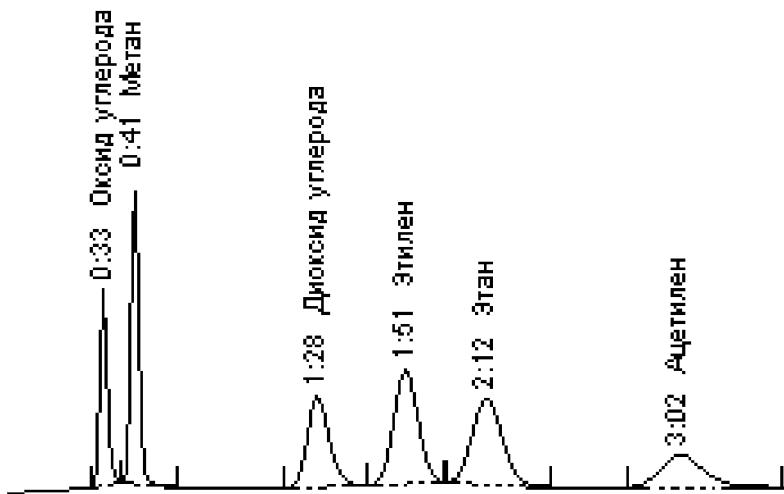


Рис. 3. Пример хроматограммы трансформаторного масла

Более подробно теория обработки хроматографического сигнала рассматривается в [2], [16], [49] и др. Следует подчеркнуть, что на сегодняшний день сам процесс расшифровки хроматограмм успешно автоматизируется.

В силу того, что в рассмотренном приборе в качестве подвижной фазы используется газ, а агрегатное состояние неподвижной фазы – жидкость,

применяющиеся в электроэнергетике хроматографы получили название *газожидкостных*.

На рис. 4 изображён хроматограф КРИСТАЛЛЮКС-4000М, для обработки сигнала которого используется программный комплекс NetChrom [66].

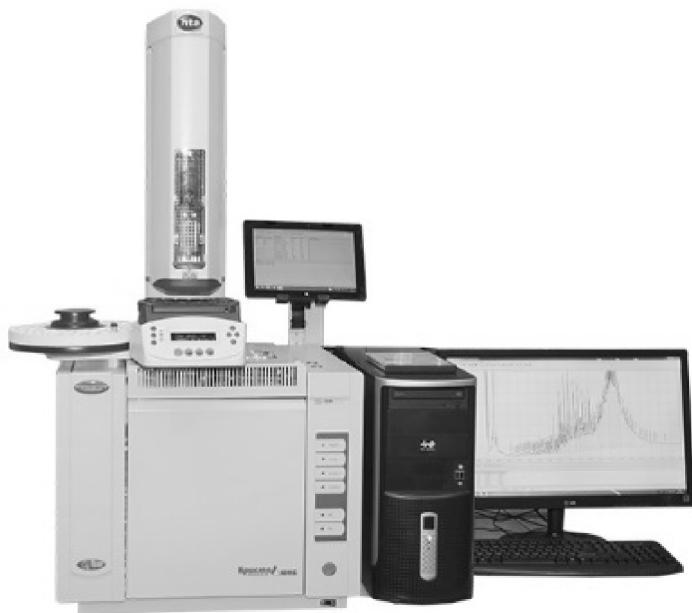


Рис. 4. Внешний вид газожидкостного хроматографа

В конструкции хроматографов серии КРИСТАЛЛЮКС предусмотрена установка двух детекторов разной степени чувствительности: *пламенно-ионизационного (ДИП)* и *катарометра – детектора по теплопроводности (ДТП)*.

Принцип действия ДИП основан на существовании зависимости между электрической проводимостью ионизированного газа и его составом [49]. Детектор представляет собой камеру (рис. 5) с водородной горелкой. Для поддержания пламени в камеру подводятся водород и воздух, при этом водород попадает в горелку вместе с газом-носителем через канал горелки, а воздух поступает через другой канал, после чего, посредством диффузора, равномерно распределяется по объёму камеры. Горелка выполняет роль одного из электродов, она изолирована от корпуса и подключена к источ-

нику стабилизированного напряжения. Второй электрод (называемый коллектором) расположен над горелкой. Для измерения тока между электродами в цепь включён электрометр.

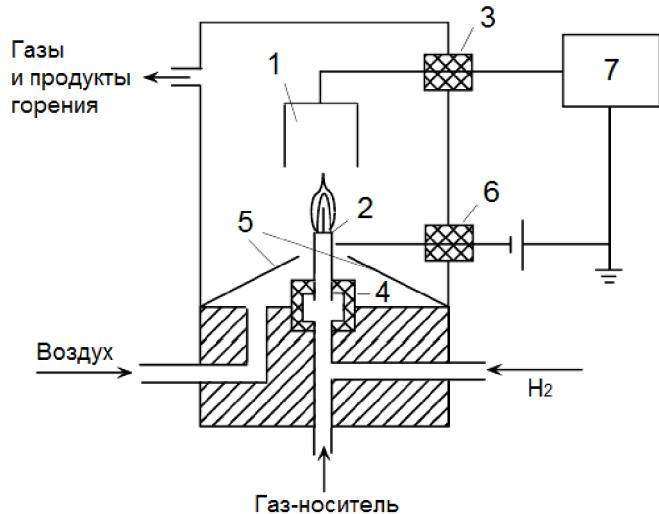


Рис. 5. Схема пламенно-ионизационного детектора: 1 – электрод-коллектор, 2 – горелка, 3 – изолятор электрода-коллектора, 4 – изолятор горелки, 5 – диффузор, 6 – изолятор питания, 7 – электрометр

Т.к. в пламени чистого водорода число ионов невелико, то и ток, протекающий между электродами, крайне мал из-за значительного сопротивления газового промежутка. Этот ток является фоновым сигналом детектора и возникает вследствие ионизации примесей, неизбежно присутствующих даже в очищенном газе-носителе, водороде и воздухе. Таким образом, очевидно, что вносимые из хроматографической колонки в месте с газом-носителем компоненты анализируемой смеси резко увеличивают количество ионов, вследствие чего сопротивление межэлектродного пространства падает и во внешней цепи регистрируется соответствующее возрастание тока.

В основе принципа действия ДТП (рис. 6) лежит процесс передачи тепла от нагревенного чувствительного элемента к находящемуся под более низкой температурой корпусу детектора [49]. Т.к. при изменении состава газового потока его теплопроводность (количество отводимого от чувствительного элемента тепла) меняется, то это приводит к изменению темпера-

туры и, как следствие, электрического сопротивления чувствительного элемента, что вызывает сигнал напряжения в измерительной схеме ДТП (рис. 7).

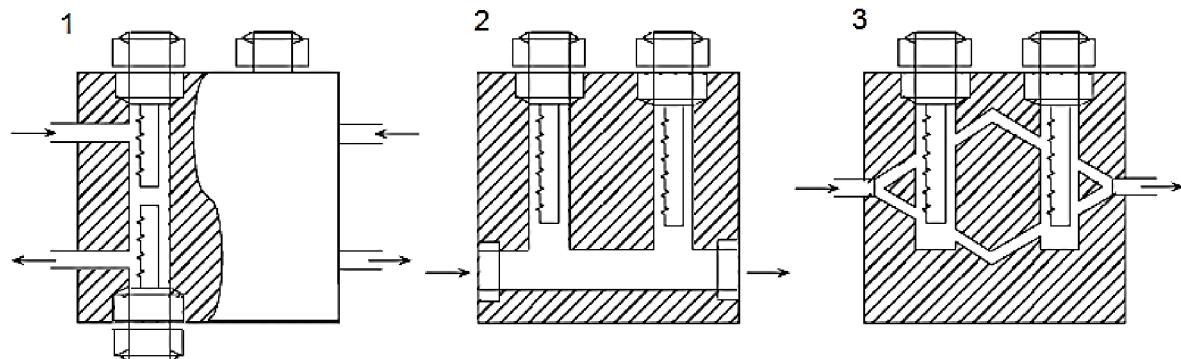


Рис. 6. Типы ячеек ДТП: 1 – проточные, 2 – диффузионные, 3 – полу диффузионные (стрелками указано направление потока газа-носителя)

Как видно из рис. 6, особенностью ДТП является необходимость его продувки двумя потоками газа-носителя по рабочей и сравнительной линиям, в каждой из которых устанавливается чувствительный элемент. В сравнительную линию поступает чистый газ-носитель, а в рабочую – газ-носитель с примесями из анализируемой пробы, при этом очевидно, что подаваемые газы имеют разную теплопроводность. Таким образом, в ДТП производится сравнение сигналов, вызываемых при попадании в ячейку чистого газа-носителя и газа-носителя с примесями.

В роли чувствительных элементов ДТП используют платиновые, вольфрамовые или позолоченные вольфрамовые волокна в виде спиралей, размещённых в каналах металлического блока, по которым проходит газ-носитель [49]. Данные волокна представляют собой датчики R_1 и R_2 , включённые в измерительный мост (рис. 7).

Баланс моста Уитстона нарушается при изменении сопротивления элемента R_2 сравнительной линии, вследствие чего возникает разность потенциалов, фиксируемая потенциометром.

Помимо рассмотренных, в хроматографах применяется ряд иных детекторов, а именно: *детектор электронного захвата (ДЭЗ), термоионный*

детектор (ДТИ), пламенно-фотометрический детектор (ПФД), гелий-ионизационный детектор (ГИД) и др., предназначенные для регистрации в анализируемых смесях широкого спектра химических соединений.

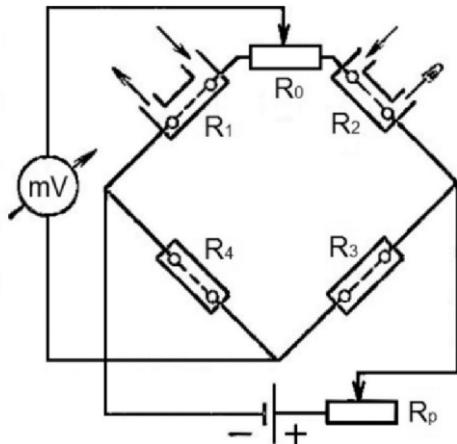


Рис. 7. Электрическая схема ДТП

Подробное описание конструкции, характеристик и области применения перечисленных детекторов приводится в [49].

Необходимо подчеркнуть, что метод хроматографического анализа масла также может быть использован для выявления продуктов старения целлюлозной изоляции трансформаторов, а именно – содержания в масле фурановых соединений (см. п. 1.1.1). На рис. 8 изображена соответствующая хроматограмма трансформаторного масла, полученная на аппарате КРИСТАЛЛЮКС-4000М.

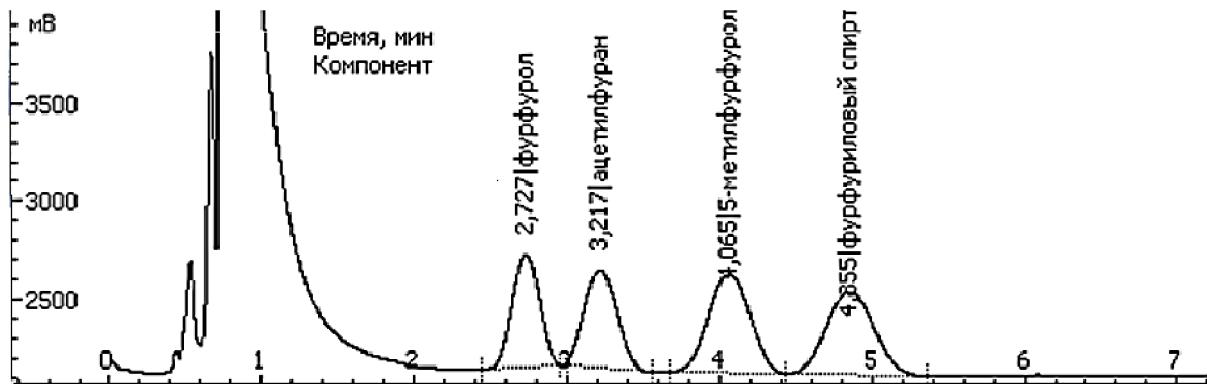


Рис. 8. Хроматограмма содержания фурановых соединений

1.1.3 Анализ влагосодержания масла

В маслонаполненном оборудовании твёрдые изоляционные материалы имеют целлюлозное происхождение и представляют собой бумагу и картон. Влажность твёрдой изоляции находится в динамическом равновесии с влагосодержанием масла при данной температуре. Следовательно, зная влагосодержание и температуру масла, можно определить влажность твёрдой изоляции – важнейшего показателя для оценки состояния данного вида изоляции. Зависимость влажности твёрдой изоляции от массовой доли влаги в трансформаторном масле имеет следующий вид [34]:

$$W = A \cdot e^{-Bt} \left[C(H_2O) \cdot 28,76 \cdot 10^{-452,29/(t+233,86)} \right]^{k+bt},$$

где W – влажность целлюлозной изоляции, % к сухой массе;

t – температура масла, °C;

$C(H_2O)$ – влажность масла, г/т;

A, B, k, b – табличные коэффициенты, определяемые видом и маркой бумажной изоляции.

Для увеличения информативности данного метода находят корреляционную зависимость между влагосодержанием и температурой масла путём принудительного прогрева оборудования, когда влага из твёрдой изоляции мигрирует в масло.

Измерение массовой доли влаги в трансформаторных маслах выполняется при помощи *влагомеров*.

На рис. 9 изображён внешний вид автоматического цифрового влагомера ВТМ-МК.

Принцип действия прибора основан на предварительном осушении газоносителя в кулонометрическом осушителе, извлечении влаги сухим газом-носителем из находящейся в десорбционной колонке точно дозированной пробы масла и последующем электролизе влаги в кулонометрическом чувствительном элементе, представляющем собой

стеклянную трубку, в канале которой вплавлены платиновые (родиевые) электроды с нанесённой между ним плёнкой пятиокиси фосфора (P_2O_5). Затраченное на электролиз количество электричества и является мерой влагосодержания масла. Следует отметить, что кулонометрический осушитель устроен и работает подобно чувствительному элементу, отличаясь от него лишь меньшим диаметром канала [62].



Рис. 9. Внешний вид влагомера

Для иллюстрации работы влагомера рассмотрим рис.10.

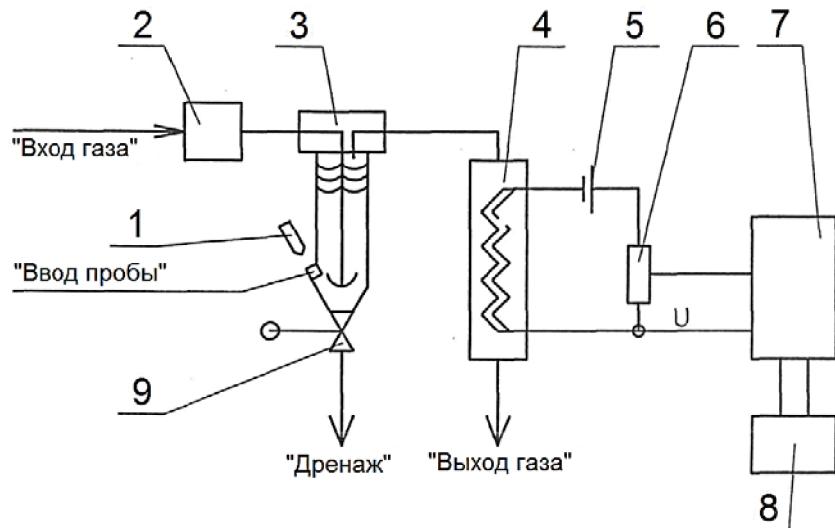


Рис. 10. Функциональная схема влагомера

Проба анализируемого масла шприцом-дозатором 1 вводится в десорбционную колонку 3. Газ-носитель после прохождения кулонометрического осушителя 2 также поступает в десорбционную колонку, после чего подаётся в чувствительный элемент 4.

Напряжение, пропорциональное току электролиза, снимается с делителя напряжения 6 и подаётся на вход микроконтроллера 7. Данный сигнал интегрируется микроконтроллером во времени, после чего преобразуется в цифровой код, поступающий на индикаторное устройство 8. Показания цифрового табло соответствуют массовой доле влаги в пробе анализируемого масла, ppm (мг/кг).

После окончания цикла измерения (равного 15 мин) при помощи клапана 9 масло сливают из колонки. Далее, после продувки газогидравлического тракта влагомера, вводят новую пробу масла и повторяют измерение.

1.1.4 Анализ диэлектрических характеристик масла

Как отмечалось ранее (см. п. 1.1.1), при частоте 50 Гц проводимость масла практически полностью определяется значением тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$. Измерение $\operatorname{tg}\delta$ является эффективным методом диагностики состояния трансформаторного масла, т.к. позволяет выявлять изменения его свойств, которые не могут быть зафиксированы химическими методами анализа при небольшой степени загрязнения. Следует заметить, что данный метод может быть использован не только для оценки состояния самой масляной среды, но и позволяет выявлять поверхностное загрязнение изоляционной системы электрооборудования [34].

Старение изоляционной системы оборудования сопровождается снижением ее электрической прочности по причине загрязнения изоляционных промежутков и поверхности изоляции вследствие выделения из масла шлама и выпадения его в виде осадка в масляных щелях, в стыках и на поверхности деталей активной части. При этом в случае отложения шлама на лакированных деталях и дополнительном увлажнении электрическая прочность снижается ещё более существенно, что незамедлительно сказывается на работе оборудования как при воздействии коммутационных импульсов, так и при рабочем напряжении. Поверхностное загрязнение твер-

дой изоляции приводит к увеличению $\operatorname{tg}\delta$ на данном участке, что объясняется повышением $\operatorname{tg}\delta$ масла в изоляционном промежутке. Вычисление этого значения производится по данным измерений $\operatorname{tg}\delta$ изоляционного промежутка при двух температурах [34]:

$$\operatorname{tg}\delta_{m1} = \left(\operatorname{tg}\delta_1 - \operatorname{tg}\delta_2 \right) / k_m \left(1 - e^{-0.04\Delta t} \right),$$

где $\operatorname{tg}\delta_{m1}$ – расчетное значение $\operatorname{tg}\delta$ масла в промежутке $\Delta t = t_1 - t_2$;
 $\operatorname{tg}\delta_1$ – измеренное значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляционного промежутка при температуре t_1 (высшей);
 $\operatorname{tg}\delta_2$ – измеренное значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляционного промежутка при температуре t_2 (низшей);
 k_m – коэффициент влияния масла.

В данном случае показателем загрязнения изоляции станет существенное превышение расчетного значения $\operatorname{tg}\delta_{m1}$ масла над значением $\operatorname{tg}\delta$ пробы масла, взятой из бака.

Критерием наличия поверхностного загрязнения изоляционной системы силовых трансформаторов являются неправдоподобно малые значения $\operatorname{tg}\delta$ междуобмоточного участка изоляции, а также аномальная корреляция между $\operatorname{tg}\delta$ и температурой (уменьшение $\operatorname{tg}\delta$ с ростом температуры вместо его увеличения) [34].

Анализ диэлектрических характеристик масла осуществляется при помощи специализированных измерителей, один из которых (Ш2-12ТМ) изображен на рис. 11.

Принцип действия прибора основан на мостовом методе измерения ёмкости и проводимости пустой и заполненной жидкостью измерительной ячейки [21]. Измерения проводятся на частоте 50 Гц при напряженности электрического поля 1 кВ/мм. По измерительным данным встроенный

микрокомпьютер вычисляет тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$ анализируемой пробы трансформаторного масла.

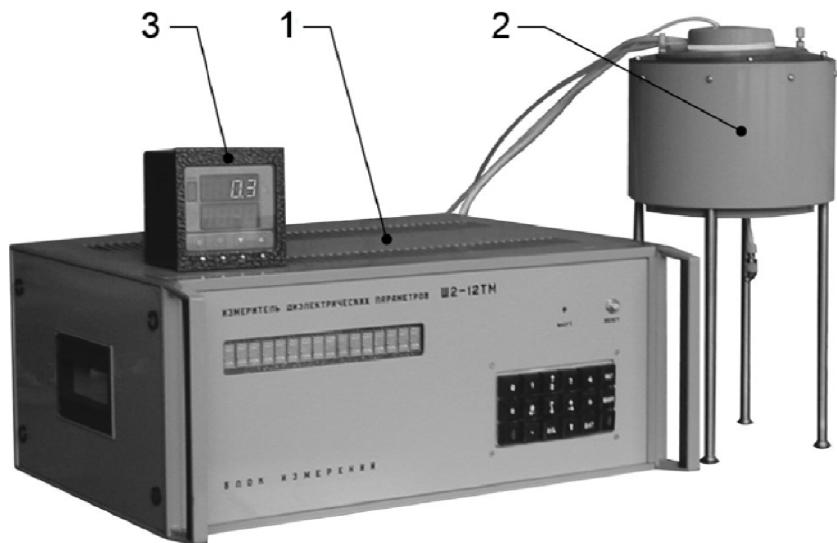


Рис. 11. Измеритель диэлектрических параметров масла: 1 – измерительный блок, 2 – измерительная ячейка в термокамере, 3 – терморегулятор

Для пояснения работы прибора рассмотрим упрощённую структурную схему измерителя, изображённую на рис. 12.

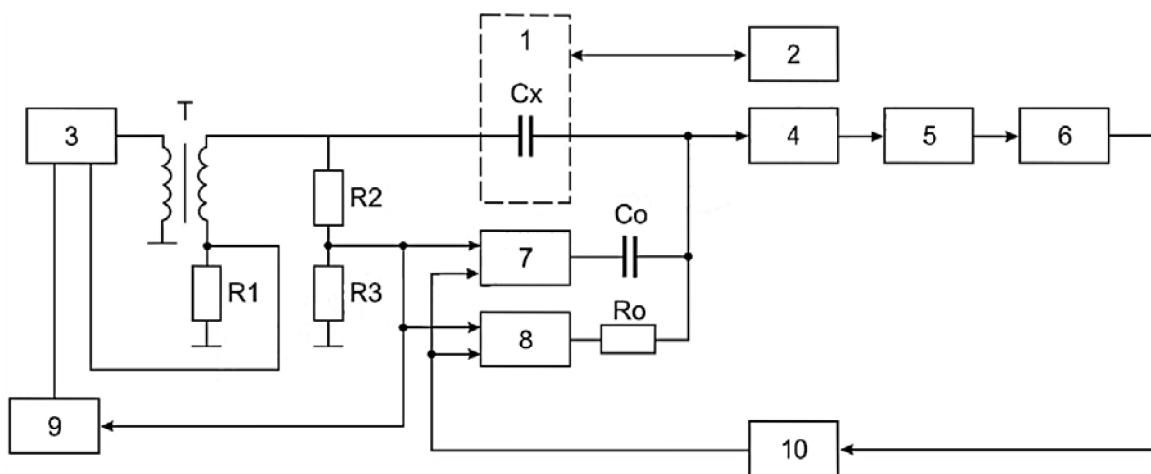


Рис. 12. Структурная схема измерителя

Синусоидальное напряжение с выхода измерительного генератора 3 повышается трансформатором Т до 2 кВ и поддерживается на постоянном уровне автоматическим регулятором напряжения 9. Токи проводимости и смещения, протекающие через измерительную ячейку C_x , на входе токово-

го усилителя 4 суммируются с противоположными по фазе токами с выходов цифроаналоговых преобразователей (ЦАП) 7 и 8, проходящими через образцовые емкость C_0 и сопротивление R_0 соответственно.

Суммарный ток (сигнал разбаланса) через токовый усилитель 4, узкополосный фильтр 5 и аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) 6 поступает в микроконтроллер 10, который управляет ЦАП7 и 8. Процесс уравновешивания производится путем изменения цифровых кодов (и, соответственно, выходных токов) ЦАП 7 и 8. По окончании процесса уравновешивания цифровые коды ЦАП становятся пропорциональными значениям ёмкости и проводимости измерительной ячейки C_x .

В измерителе предусмотрена защита от короткого замыкания электродов измерительной ячейки, срабатывающая от изменения напряжения на резисторе R_1 и отключающая генератор 3 [63].

Конструктивно измеритель состоит из блока измерений 1 и измерительной ячейки 2 (рис. 11). Для измерений при повышенных температурах ячейка помещается в термокамеру, соединенную с терморегулятором 3.

Остановимся подробнее на конструкции измерительной ячейки (ЯЖ5-ТМ), показанной на рис.13.

Измерительная ячейка представляет собой разборный цилиндрический конденсатор, размещенный в цилиндрическом корпусе.

Ячейка состоит из высоковольтного электрода 9, внутри которого с зазором в 2 мм расположен измерительный электрод 8. Постоянство зазора между электродами обеспечивается за счёт точной посадки охранного электрода 4 на чашку 2, которая через изоляторы 6 скрепляется с высоковольтным электродом. Внутри измерительного электрода находится медный термометрический элемент 7, предназначенный для измерения температуры пробы анализируемого масла, которая заливается в кольцевой зазор между измерительным электродом 8 и чашкой 1, служащей для установки ячейки в термокамере. При заполнении ёмкости излишки масла стекают по

трубке 10. Трубка 11 предназначается для слива масла из ячейки после проведения измерений. На верхней поверхности ячейки размещены выводы электродов (взаимное расположение выводов изображено на виде сверху).

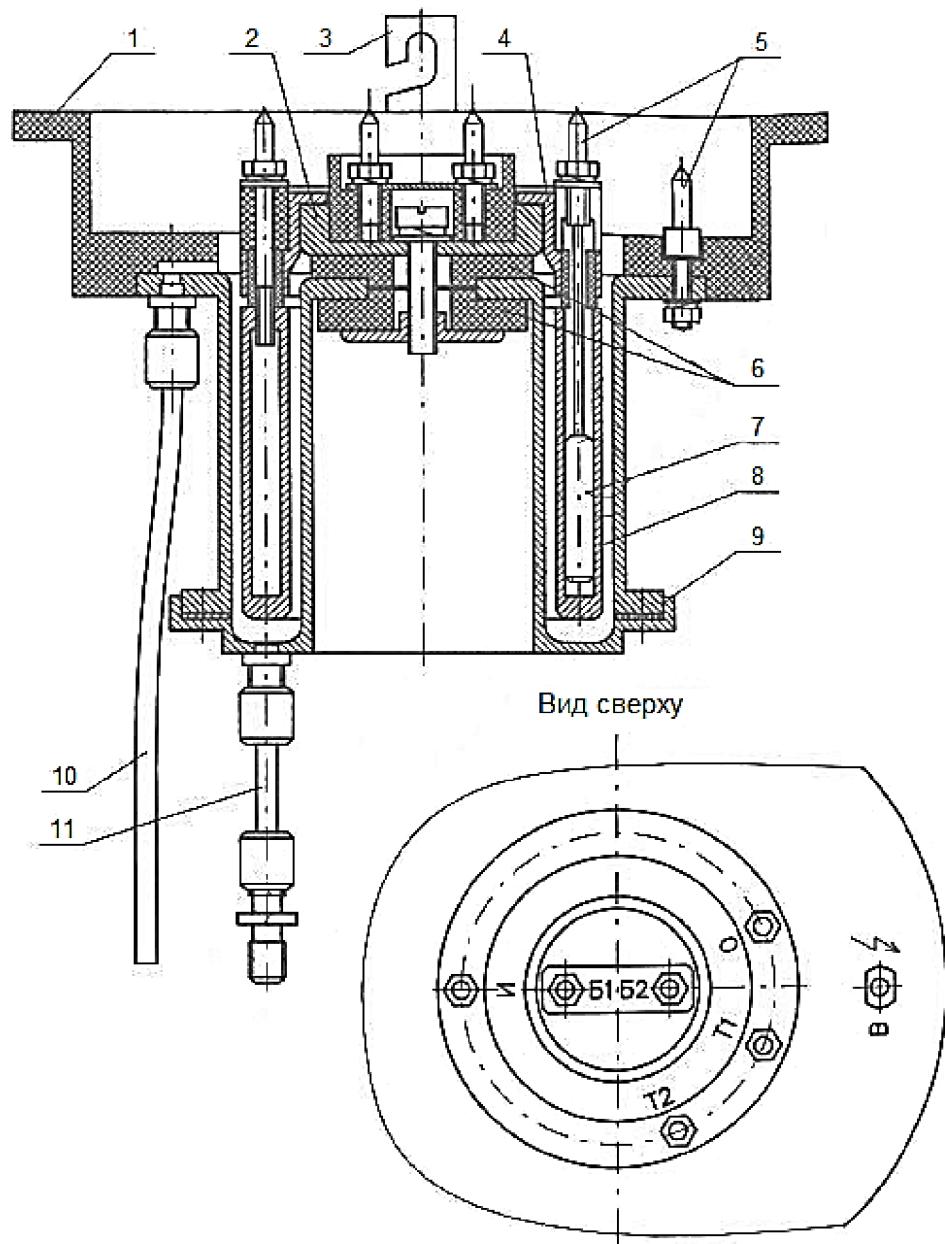


Рис. 13. Конструкция измерительной ячейки прибора

Выводы И, О и В соединены соответственно с измерительным, охранным и высоковольтным электродами, Т1 и Т2 – с медным термометри-

ческим элементом, а Б1 и Б2 с перемычкой между ними образуют цепь блокировки высокого напряжения.

На чашке 1 укреплены ушки 3, предназначенные для извлечения ячейки из термокамеры.

Термокамера (совместно с терморегулятором) предназначена для нагрева ячейки до заданной температуры и состоит из внутреннего и внешнего нагревателей, размещенных в цилиндрическом теплоизоляционном корпусе. Внутри термокамеры также размещен медный термометрический элемент. Корпус термокамеры снабжается ножками (см. рис. 11).

Терморегулятор предназначен для управления температурой термокамеры и состоит из регулятора температуры ТЕРМОДАТ-13, а также симисторного регулятора тока, конструктивно объединенных в одном корпусе.

1.1.5 Анализ электрической прочности масла

Одним из наиболее важных показателей трансформаторного масла, определяющей пригодность силового оборудования к дальнейшей эксплуатации, является электрическая прочность. Для чистого трансформаторного масла характерное значение электрической прочности достигает 20-25 МВ/м. Постепенный износ электрооборудования приводит к накоплению в масле жидких и твёрдых примесей, которые, концентрируясь в местах с наиболее высокой напряжённостью электрического поля, снижают электрическую прочность масляной среды вплоть до 4 МВ/м [11].

Для анализа электрической прочности масла используются маслопробойные аппараты, с помощью которых определяется пробивное напряжение пробы масла, отбираемой из силового оборудования.

Конструкция маслопробойных аппаратов является стандартной и регламентируется ГОСТ Р МЭК 60156-2013.

Обязательными элементами схемы прибора (рис. 14) являются:

- *Регулятор напряжения (AT).* Согласно стандарту, в приборах используется только автоматическое регулирование напряжения во избежание неравномерности его увеличения. В современных аппаратах в качестве регулятора напряжения используется управляемая встроенным микрокомпьютером механическая система с сервоприводом и ЛАТРом. Для индикации наличия напряжения на регуляторе предусматривается сигнальная лампа (Л).
- *Повышающий трансформатор (T),* подключаемый к источнику напряжения переменного тока частотой 50 Гц.
- *Устройство ограничения энергии (R).* Данный элемент представляет собой токоограничивающий резистор, необходимый для защиты оборудования и избежания чрезмерного разложения жидкости в момент пробоя. Для измерения тока короткого замыкания (от 10 до 25 мА) в цепь также включается миллиамперметр (mA).
- *Коммутационное устройство (SB).* Согласно стандарту, цепь должна автоматически размыкаться в случае возникновения установившейся электрической дуги. Для этого первичная цепь повышающего трансформатора оснащается автоматическим выключателем, срабатывающим под действием силы тока в результате пробоя образца диэлектрика. Время отключения напряжения не должно превышать 10 мс.
- *Измерительное устройство (V).* Напряжение пробоя может быть измерено пик-вольтметром или вольтметром другого типа, подключаемым к входу или выходу испытательного трансформатора или к специальной обмотке, предусмотренной на этом трансформаторе.
- *Измерительная ячейка (FV).*

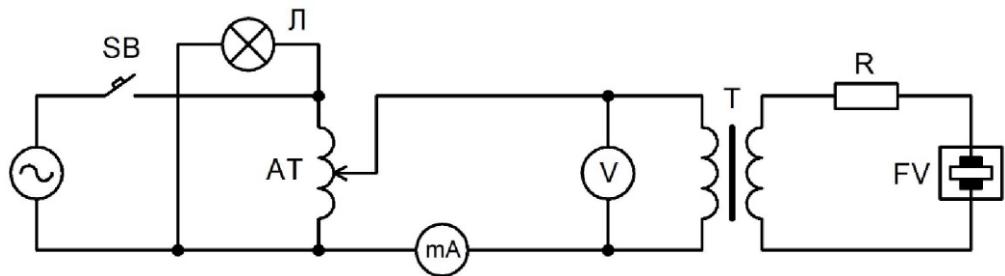


Рис. 14. Общая схема маслопробойного аппарата

Устройство измерительной ячейки проиллюстрировано на рисунке 15. Как видно, ячейка состоит из сосуда (камеры) 1, в который помещается проба анализируемого масла, и электродов 2.

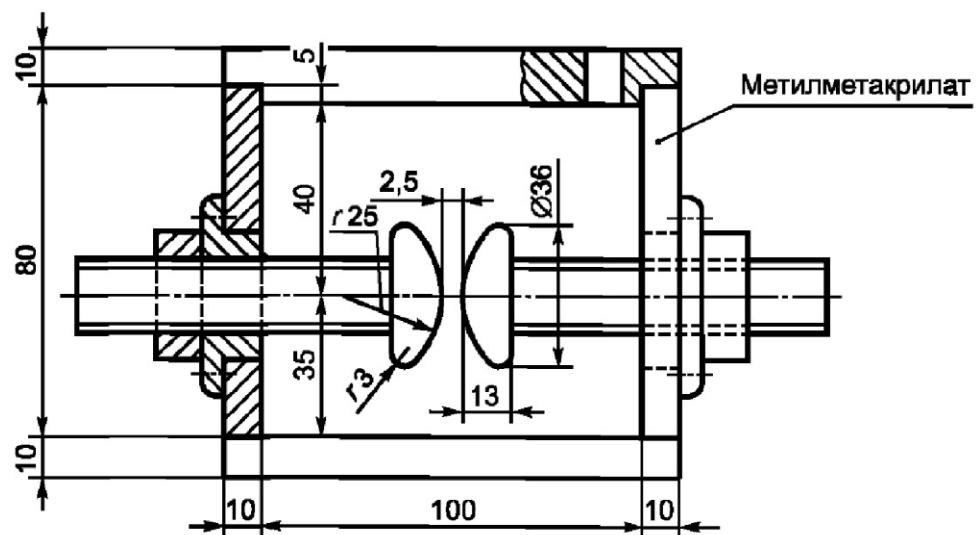


Рис. 15. Устройство измерительной ячейки маслопробойного аппарата

Вместимость испытательной камеры находится в пределах 350-650 см³.

Камеру изготавливают из прозрачного и химически инертного электроизоляционного материала, стойкого к электроизоляционной жидкости и применяемым очищающим средствам.

Для производства электродов используются латунь, бронза или аустенитная нержавеющая сталь. Электроды обладают отполированной поверхностью и чаще всего имеют частично сферическую форму в соответствии с размерами, приведёнными на рис. 8. Ось системы электродов имеет строго горизонтальную ориентацию и находится не ниже

40 мм от поверхности испытуемого жидкого диэлектрика, а зазор между электродами составляет $(2,50 \pm 0,05)$ мм.

Примеры современных маслопробойных аппаратов приводятся на рис. 16.



Рис. 16. Современные маслопробойные аппараты

Отметим, что при анализе электрической прочности масла приходится учитывать статистический характер пробоя, при котором по одному измерению невозможно определить, каким будет следующее значение пробивного напряжения, то есть невозможно предсказать поведение масла в оборудовании. В таких ситуациях отыскивают и измеряют более стабильные характеристики, которые сохраняют свои значения в будущем [21]. В связи с этим ГОСТ 6581-75 устанавливает особый порядок обработки результатов испытаний, включающий в себя следующие этапы:

1. Проведение 6 пробоев одной пробы трансформаторного масла.
2. Расчёт среднего арифметического значения пробивного напряжения [21]:

$$\bar{U}_{np} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n U_{np,i},$$

где $U_{np,i}$ – величина, полученная при последовательных пробоях, кВ;

n – число пробоев.

3. Вычисление среднеквадратической ошибки среднего арифметического значения пробивного напряжения [21]:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_{np,i} - \bar{U}_{np})^2}{n(n-1)}}.$$

4. Определение нормированного значения коэффициента вариации [21]:

$$V = \frac{\sigma_u}{\bar{U}_{np}} \cdot 100.$$

Если значение коэффициента вариации превышает 20 %, то дополнительно производят ещё одно заполнение испытательной ячейки порцией жидкости из той же пробы, после чего проводяще шесть измерений пробивного напряжения, при этом для расчета по вышеуказанным формулам число пробоев n принимается равным 12. Если коэффициент вариации по-прежнему превышает 20 %, то качество трансформаторного масла следует считать неудовлетворительным.

В процессе измерений значения температуры испытуемой жидкости и окружающей среды не должны отличаться более чем на 5 °C.

1.2 Диагностика электрооборудования без отключения от сети

Профилактика аварийных режимов электрических сетей включает в себя оценку состояния электрооборудования подстанций без его вывода из работы. Наряду с периодическими анализами трансформаторного масла существуют иные методы диагностики, позволяющие выявлять дефекты, развивающиеся как медленно, так и с большой скоростью.

Мониторинг электрооборудования во время работы позволяет значительно увеличить срок его эксплуатации, продлить интервалы между детальными обследованиями и ремонтами. Кроме того, на практике в случае регулярной диагностики силового оборудования расходы на ремонты вкупе с экономическим ущербом от перерывов электроснабжения существенно снижаются [4].

1.2.1 Тепловизионный метод диагностики

Одним из наиболее эффективных методов оценки состояния подстанционного оборудования является тепловизионный мониторинг, подразумевающий отслеживание в диагностируемом объекте тепловых потоков с помощью специализированных измерительных приборов *тепловизоров*.

Перечень основных дефектов подстанционного оборудования, выявляемых методом тепловизионной диагностики, привён в таблице 4.

Тепловизор представляет собой камеру, позволяющую улавливать и измерять ИК-излучение, исходящее от поверхности нагретого оборудования, а также превращать данное излучение в видимую для глаза картину – *термограмму*.

Уравнение, описывающее величину потока ИК-излучения, падающего на приёмник тепловизора, выглядит следующим образом [31]:

$$Q = Q_0 \cdot e^{-T} + (1 - \varepsilon) \cdot Q_\phi \cdot e^{-T},$$

где Q_0 – тепловой поток, который излучает регистрируемая поверхность, Вт;

ε – значение излучательной способности поверхности;

Q_Φ – тепловой поток, падающий на регистрируемую поверхность, Вт;

e^{-T} – ослабление излучения за счёт его поглощения парами воды и газами CO_2 и CO .

Таблица 4

Оборудование	Выявляемые неисправности
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, шунтирующие реакторы	Очаги возникновения магнитных полей рассеивания; образование застойных зон в баках за счёт шламообразования, разбухания или смешения изоляции обмоток, неисправности маслосистемы; дефекты вводов; неэффективная работа систем охлаждения.
Коммутационная аппаратура	Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер; неудовлетворительное состояние внутрибаковой изоляции; дефекты вводов, делительных конденсаторов; трещины опорностержневых изоляторов.
Измерительные трансформаторы	Перегревы наружных и внутренних контактных соединений; ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток.
Вентильные разрядники и ОПН	Нарушение герметизации элементов; обрыв шунтирующих сопротивлений; неправильная комплектация элементов.
Ошиновка распределительных устройств	Перегревы контактных соединений трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования.
Кабельное хозяйство подстанции	Перегревы и высокая пожароопасность силовых кабелей.

Первый член данного уравнения характеризует собственное излучение, ослабленное внешней средой, в то время как второе слагаемое учитывает тепловой поток, обусловленный излучением среды, окружающей обследуемую поверхность, что немаловажно в условиях проведения измерений в замкнутых помещениях.

Для иллюстрации принципа работы прибора рассмотрим упрощённую структурную схему тепловизора, изображённую на рис. 17.

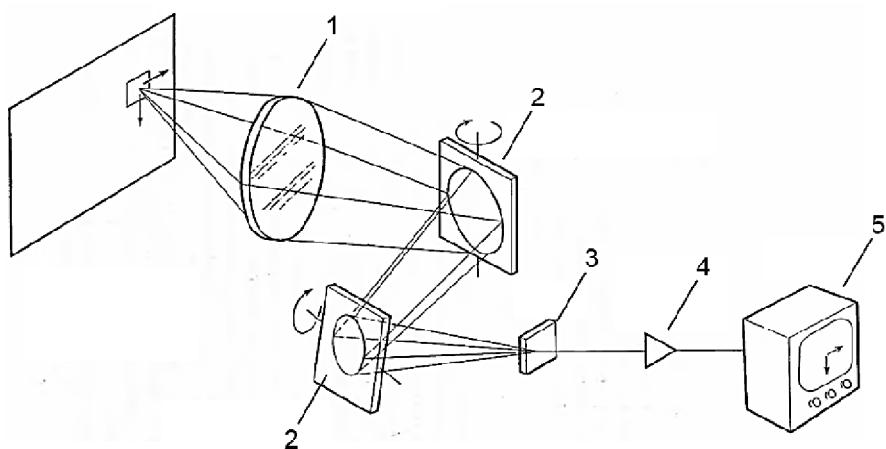


Рис. 17. Упрощённая структурная схема тепловизора

Инфракрасное излучение концентрируется системой специальных линз 1 и попадает на фотоприёмное устройство 3, которое обладает избирательной чувствительностью по отношению к определенной длине волны инфракрасного спектра. Попадающее на приёмник излучение приводит к изменению его электрических свойств, что регистрируется устройством обработки и усиления сигнала 4. Полученный сигнал подвергается цифровой обработке и передаётся на блок отображения информации (индикаторное устройство) 5. Блок отображения информации имеет цветовую палитру, в которой каждому значению сигнала присваивается определенный цвет. После этого на экране индикатора появляется точка, цвет которой соответствует численному значению инфракрасного излучения, которое попало на фотоприемник. Сканирующие устройства 2 (системы зеркал или полупроводниковых матриц) проводят последовательный обход всех точек поверхности в пределах поля видимости прибора и в результате чего образуется видимая картина инфракрасного излучения объекта (термограмма). Следует подчеркнуть, что чувствительность детектора 3 к тепловому излучению тем выше, чем ниже его собственная температура, поэтому тепловизоры высокого качества снабжаются специальной системой охлаждения приёмника.

На рис. 18 изображены тепловизоры марки FLIR различного типоисполнения (B660 – профессионального, A305sc – стационарного для систем непрерывного мониторинга, i5 – компактного переносного).



Рис. 18. Современные приборы тепловизионной диагностики

Как уже упоминалось, градации цвета на термограммах соответствуют градации температуры на поверхности исследуемого объекта. Выбор цветовой палитры термограммы зависит от диапазона измеряемых температур. Изменение цветовой палитры применяют для увеличения контраста и эффективности визуализации картины ИК-излучения. Число и виды палитр зависят от конкретного производителя прибора, потому приведём основные, наиболее часто применяемые для термограмм палитры:

- *RGB* (red – красный, green – зелёный, blue – синий);
- *Hotmetal* (цвета каления металла);
- *Hot blue*;
- *Gray*;
- *Infratec*;
- *Agema*;
- *Inframetrics*;

- CMY (cyan – бирюзовый, magenta – пурпурный, yellow – жёлтый).

Необходимым элементом термограммы является температурная шкала, устанавливающая соотношение между цветовой гаммой термограммы и температурой поверхности обследуемого объекта (рис. 19).

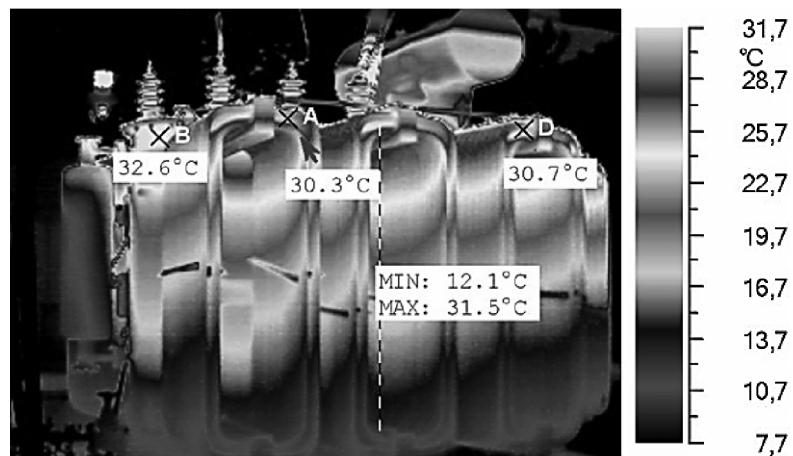


Рис. 19. Внешний вид термограммы силового трансформатора

В ходе практического применения метода термографирования было установлено, что небольшие температурные девиации, свидетельствующие о появлении дефектов электрооборудования, теряются на фоне более сильных шумов, вызванных различными факторами. Для выявления температурных аномалий выполняется преобразование двумерного распределения температуры объекта в одномерную функцию, являющейся свёрткой термограммы по координатам («образом») [19]:

$$F(t_i) = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m [k(x, y) \cdot \varepsilon(x, y)] \cdot F(x_j, y_k, t_i),$$

где $k(x, y)$ – функция передачи оптико-электронного тракта тепловизора;
 $\varepsilon(x, y)$ – функция излучательной способности обследуемой поверхности.

Таким образом, функция-свёртка содержит в себе информацию не только о тепловом состоянии обследуемого оборудования, но и скрытых источниках тепловыделения с учётом взаимодействия с окружающей

средой, статистическими параметрами излучаемой поверхности и погрешностями, вносимыми оптико-электронным трактом прибора [19].

Появление дополнительных экстремумов или смещение графика функции-свёртки в иную температурную зону свидетельствуют о наличии температурных отклонений, явно не видимых на термограмме.

На рис. 20 приведён образец термограммы и её образ, полученные в ходе термографирования силового трансформатора класса 10 кВ.

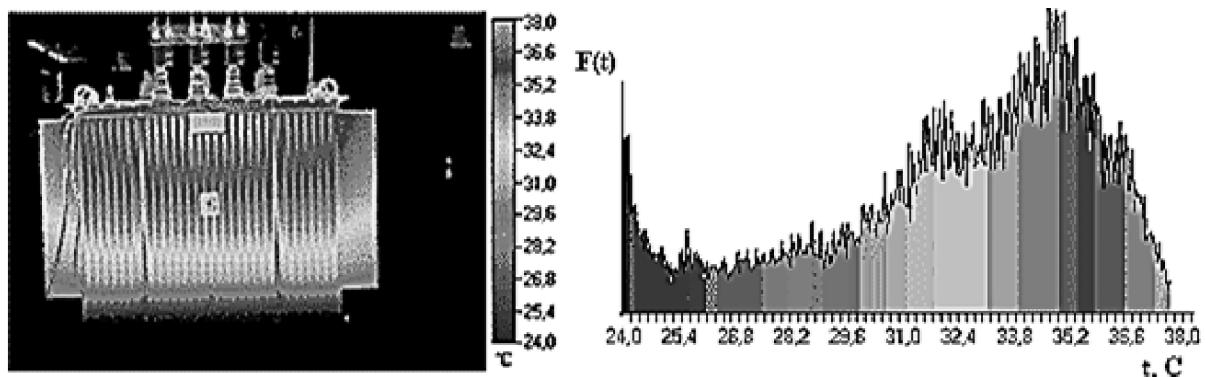


Рис. 20. Термограмма и её образ

Методику полного термографического обследования оборудования подстанций устанавливает РД 153-34.0-20.363-99. Так, согласно документу, ИК-съёмку рекомендуется проводить перед восходом солнца, при отключеннном искусственном освещении, в безветренную и недождливую погоду. Сама исследуемая поверхность должна быть очищена от грязи и следов масла, а ржавчина – закрашена. Тепловизионная диагностика трансформаторов ведётся при максимально возможной электрической нагрузке и в режиме холостого хода.

На рис. 21 приведён план съёмки силового трансформатора. После настройки температурного режима записи тепловизора ведётся покадровая регистрация термоизображений, с началом от верхней части крайней фазы (например, А) по направлению к фазе С, при этом наложение кадров друг на друга должно составлять около 10% размера. Достигнув поверхности бака фазы С, объектив тепловизора опускается ниже и покадровая съемка

ведётся в противоположном направлении до тех пор, пока не записанной не окажется вся поверхность бака, в том числе находящиеся под его днищем маслонасосы, маслопроводы и прочие узлы. Термографической съёмке подвергается вся доступная для этого поверхность бака по периметру. Тепловизор 2 во всех точках съемки должен по возможности находиться на одинаковом расстоянии от трансформатора 1.

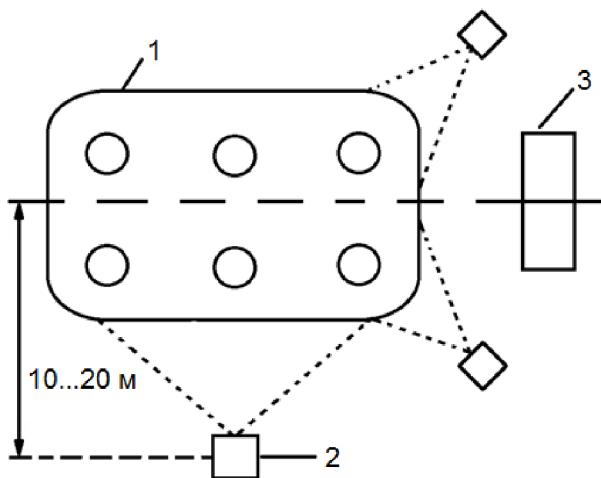


Рис. 21. План тепловизионного обследования силового трансформатора

Минимальное количество точек съемки – 4, в то время как максимальное определяется расположением и типом системы охлаждения. Например, при установке выносной системы охлаждения 3 количество точек съемки увеличивается до 6.

Перечень узлов, контролируемых при термографической съёмке силовых выключателей, приведён в таблице 5.

Таблица 5

Оборудование	Контролируемый узел
Маломасляные выключатели 6-10 кВ серий ВМГ, ВМП и им подобные	Шина – токоведущий вывод; вывод – гибкая связь; гибкая связь – свеча; дугогасительная камера; шина – нижний контакт бака.
Маломасляные выключатели 110 кВ и выше серий ВМТ, МГ и им подобные	Шина – токоведущий вывод; токопровод неподвижного контакта к фланцу выключателя; роликовый токосъём; подвижный и неподвижный контакты.
Баковые масляные, вакуумные, элегазовые выключатели	Шина – токоведущий вывод; дугогасительная камера.

1.2.2 Вибродиагностика

Вибрация – это механические колебания контролируемой точки объекта относительно нейтрального положения. Вибрация свойственна всем работающим механизмам, в том числе и трансформаторному оборудованию.

Будучи одним из методов неразрушающего контроля, вибрационное обследование мощного силового трансформатора позволяет своевременно оценивать текущее техническое состояния активной части без вскрытия масляного бака, т.к. вибрация на его поверхности в значительной степени коррелирует с состоянием прессовки обмоток и магнитопровода. Следует отметить, что именно старение или ослабление узлов прессовки становится основной причиной деформации обмоток трансформаторов после воздействия токов короткого замыкания.

Вибрационная диагностика базируется на использовании *виброанализаторов*, один из которых (СД-21В) изображён на рис. 22.



Рис. 22. Внешний вид виброанализатора

Виброанализатор включает в себя электронный блок 1 и первичные преобразователи (вибродатчики) – пьезоэлектрический акселерометр 2,

щуп ударных импульсов 3 и тахометрический датчик 4, с помощью которых механические колебания преобразуются в электрический сигнал, пропорциональный параметрам вибрации [61].

В процессе измерения уровня вибрации на поверхности масляных баков трансформаторов и шунтирующих реакторов для качественного описания вибросигналов могут использоваться следующие параметры:

- *Виброперемещение* – величина, показывающая максимальные границы перемещения контролируемой точки (определяется двойной амплитудой механических колебаний, мкм).
- *Виброскорость* – наибольшая скорость перемещения контролируемой точки (мм/с).
- *Виброускорение* – величина, характеризующая силовое воздействие, вызвавшее вибрацию (м/с^2).

На этапе подготовки к вибрационному обследованию трансформатора выполняется разметка его масляного бака [15]. Поверхность бака по высоте делится на несколько уровней: уровень с меньшим порядковым номером находится в нижней части, а уровень с большим – непосредственно под крышкой. По периметру поверхность бака разбивается на сектора с привязкой к рёбрам жёсткости, при этом отсчёт номеров секторов рекомендуется проводить от левого сектора на стороне ВН трансформатора (фаза А) в сторону фазы Си далее против часовой стрелки.

Результаты выполненных измерений сводятся в таблицу, по данным которой строится эпюра среднеквадратических значений (СКЗ) виброперемещений поверхности бака. В таблице 6 и на рис. 23 в качестве примера приведены результаты вибрационного обследования маслонаполненного шунтирующего реактора.

Результаты, полученные в ходе вибрационной диагностики трансформаторов и реакторов, сравниваются между собой, а также с результатами предыдущих измерений.

Таблица 6

Сектор	СКЗ виброперемещения на уровне по высоте, мкм				
	I	II	III	IV	V
1	13	71	59	58	26
2	14	116	81	59	31
3	-	167	95	67	21
4	18	83	26	132	53
5	24	43	37	73	60
6	23	93	73	58	19
7	20	62	87	41	37
8	17	87	75	46	20
9	22	53	43	55	45
10	31	44	78	70	27
11	32	50	81	77	19
12	14	110	100	31	21
13	22	34	52	49	32
14	24	29	56	55	23
15	36	48	20	27	24
16	7	32	26	24	39
17	8	68	47	24	43
18	12	56	21	23	15
Предельно допустимое значение	60				

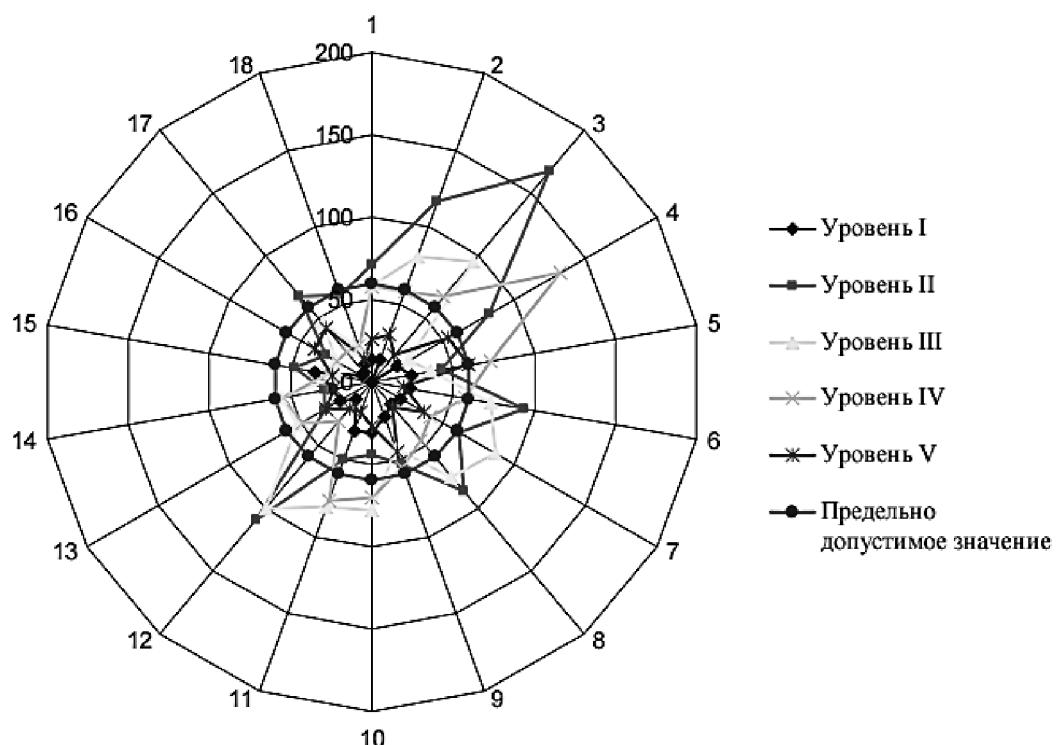


Рис. 23. Эпюра СКЗ виброперемещений поверхности бака реактора

Следует отметить, что для шунтирующих маслонаполненных реакторов 500-750 кВ существуют нормы, устанавливающие в качестве предельно допустимых значений виброперемещения стенки бака 60 мкм, а системы охлаждения – 85 мкм [15].

Для трансформаторов не существует нормируемых значений по вибрации, однако имеется опыт, накопленный некоторыми организациями, который можно использовать при анализе результатов вибрационного исследования. Так, по опыту НИЦ «Запорожтрансформатор-Сервис» исправный трансформатор характеризуется следующими значениями вибрационных параметров: виброускорение – ниже 10 м/с^2 , виброскорость – ниже 10 мм/с , вибромеремещение – не более 100 мкм [15].

1.2.3 Системы непрерывной диагностики

Работы по созданию автоматизированных систем непрерывной диагностики силовых трансформаторов, как наиболее сложного и ответственного вида маслонаполненного электрооборудования, были начаты за рубежом в 80-х гг. прошлого века и несколько позднее в России [34]. Целью разработок являлось создание единой системы обработки, анализа и отображения в удобном для эксплуатационного персонала виде контролируемых параметров трансформаторов.

Типичная структура подобных систем изображена на рис. 24.

Системы мониторинга состояния трансформаторов включают в себя комплекты датчиков, аналого-цифровых преобразователей и стандартных вычислительных средств. Для обработки и архивирования данных применяются промышленные компьютеры, рассчитанные на длительную непрерывную работу. С целью избавления от помех используются волоконно-оптические каналы связи. Отличительной чертой систем является применение стандартных интерфейсов и модульный принцип построения, что в совокупности позволяет с лёгкостью создавать на базе стандартной систем

мы её различные конфигурации, адаптированные под конкретные задачи диагностики.

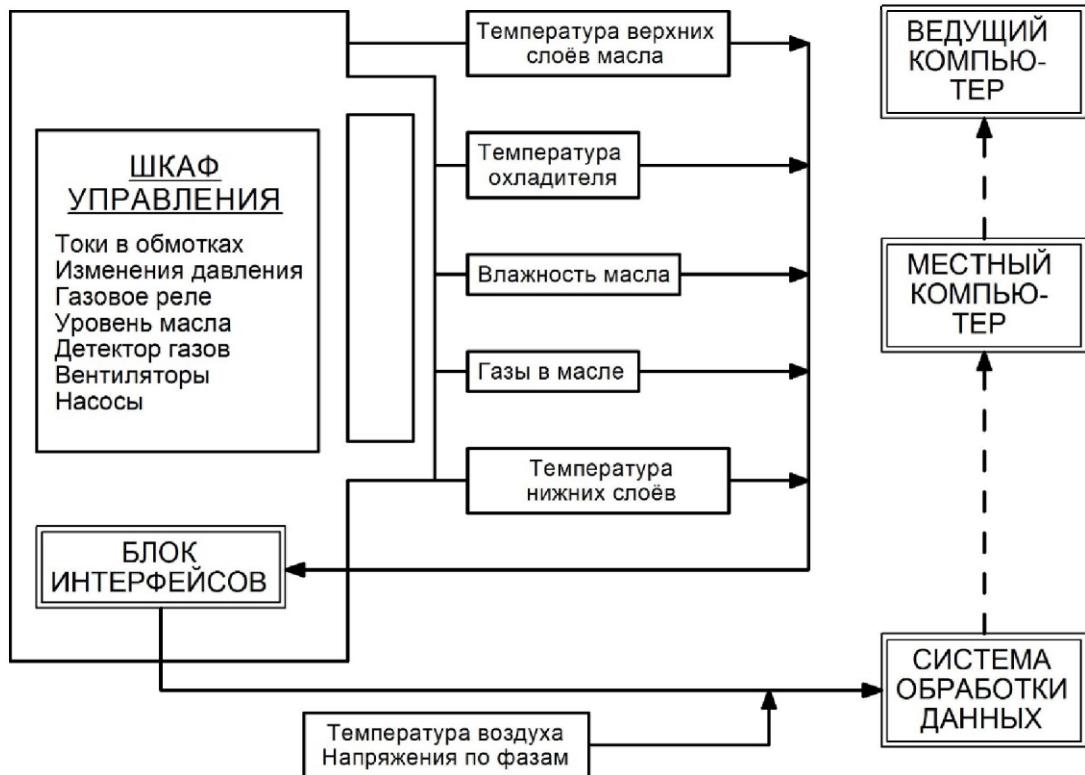


Рис. 24. Структура системы непрерывного контроля состояния трансформатора

На сегодняшний день различия предлагаемых на рынке систем диагностики заключаются в наборе чувствительных к дефектам датчиков и методах, применяемых для выявления опасного состояния узлов трансформатора. В качестве примера рассмотрим перечень оборудования, которым может комплектоваться система диагностики TRAS (США) [34]:

- *Акустические датчики частичных разрядов.* Датчики представляют собой стекловолоконные стержни, которые являются чувствительными приёмниками акустических сигналов. При установке в масле датчики выявляют ультразвуковые сигналы от разрядов в изоляции, преобразуя их в электрические с помощью пьезоэлектрических преобразователей. При невозможности установки подобных стержней-приёмников на масляном баке устанавливаются чувствительные

микрофоны, защищённые от воздействия внешней среды. Специальная тестирующая система с определённой периодичностью проверяет функционирование всех акустических датчиков.

- *Датчики содержания влаги в масле.* Для измерения влаги в масле применяются полупроводниковые или тонкоплёночные датчики, которые устанавливаются на трубопроводе, идущем от трансформатора к охладителю. Сенсоры выявляют изменения влагосодержания масла, которые могут снизить его электрическую прочность, вызвать выделение пузырьков газа из твёрдой изоляции или привести к ускоренному старению бумаги.
- *Устройства непрерывного анализа газов, растворённых в масле* на базе датчиков Hydran производства компании Syprotec. Эти датчики чувствительны главным образом к водороду, но реагируют также на окись углерода и этилен. При повышении концентрации водорода или смеси газов даётся команда на отбор пробы масла из бака трансформатора для лабораторного анализа.
- *Датчики температуры в разных точках* (для измерений температуры масла в верхней и нижней частях охладителя, а также температуры окружающего воздуха). По температуре верхних слоёв масла в соответствии с общепринятой методикой (например, МЭК 354-91) рассчитывается температура наиболее нагретых точек и оценивается старение изоляции трансформатора. Измерения температуры масла в нижней части охладителя и температуры окружающего воздуха дают информацию, касающуюся эффективности работы охладителей.
- *Устройства контроля диэлектрических характеристик изоляции высоковольтных вводов под рабочим напряжением.*

1.3 Методы диагностики электрооборудования с отключением от сети

Задачей диагностики электрооборудования с отключением от сети является определение его работоспособности, режимных ограничений при дальнейшей эксплуатации, принятие решения о выводе в ремонт (выясняются характер, кол-во и места дефектов, требуемый объём ремонтных работ).

Развитие системы профилактики аварийных режимов достигается путём сравнение результатов диагностики оборудования без отключения от сети и в отключенном состоянии, благодаря чему накапливается база данных о дефектах и эффективности их обнаружения различными методами [4].

Для оборудования трансформаторного типа (силовых трансформаторов и автотрансформаторов, шунтирующих реакторов) отключение от сети позволяет выявлять следующие дефекты активной части [34]:

- смещение обмоток и их элементов (катушек, отводов);
- потеря радиальной и осевой устойчивости проводников обмотки;
- распрессовка обмоток и магнитопровода;
- замыкание листов магнитопровода, образование короткозамкнутых контуров;
- различные межвитковые / межкатушечные замыкания и др.

Традиционно, чувствительными к механическим повреждениям обмоток считаются методы измерения сопротивления короткого замыкания (Z_k), частотного анализа (МЧА) и низковольтных импульсов (НВИ) [41]. Перечисленные методы используются чаще всего для оценки состояния обмоток трансформаторов после воздействия токов короткого замыкания большой кратности.

Измерение сопротивления к.з. Суть метода заключается в обнаружении изменения сопротивления Z_k (что имеет место в случае появления деформаций или смещении обмоток друг относительно друга)

по сравнению со значениями, определёнными заводом-изготовителем, или значениями Z_k соседних фаз.

Измерения могут выполняться с использованием комплектов приборов К-505 (рис. 25) или, имея один амперметр и вольтметр (поочерёдно подключая их к фазам расширенного оборудования) [40].



Рис. 25. Измерительный комплект К-505

Измерения Z_k трёхфазных трансформаторов (рис. 26) производится со стороны обмотки, соединенной в «звезду» и имеющей нулевой провод. При обследовании питающее напряжение подаётся на все три фазы трансформатора, а измерение тока и напряжения выполняется пофазно с обязательным использованием нулевого провода. При всех измерениях сопротивления к.з. «треугольник» на обмотках низкого напряжения (НН) должен быть собран.

Измерения сопротивлений к.з. автотрансформаторов для различных пар обмоток (ВН-НН, ВН-СН, СН-НН) и трансформаторов с расщеплённой обмоткой НН производится по схемам, которые приводятся в [40] и аналогичным изображённой на рис. 26.

Если по результатам сравнения значения Z_k по фазам с данными произведенных ранее измерений или, при их отсутствии, с паспортными данными изменение сопротивление к.з. оказывается равным или превышает 3 %, то делается вывод о наличии в обмотках недопустимых деформаций.

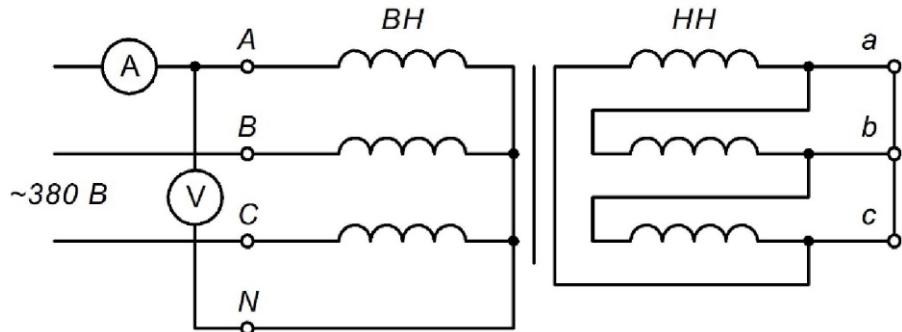


Рис. 26. Схема измерения Z_k трёхфазного трансформатора

Если по результатам сравнения значения Z_k по фазам с данными произведенных ранее измерений или, при их отсутствии, с паспортными данными изменение сопротивление к.з. оказывается равным или превышает 3 %, то делается вывод о наличии в обмотках недопустимых деформаций.

В [4] отмечается, что подобные деформации обмоток приводят к заметному увеличению значения Z_k , поэтому для реализации метода допускается использование приборов класса точности 0,5.

Методы частотного анализа и низковольтных импульсов. Явление изменения передаточной функции трансформатора вследствие изменения формы обмоток легло в основу методов частотного анализа (МЧА или FRA – Frequency Response Analysis), получившего широкое распространение за рубежом, и метода низковольтных импульсов (НВИ), нашедшего определённое применение в отечественной электроэнергетике [4].

Диагностика оборудования методом частотного анализа заключается в том, что от свип-генератора (генератора качающейся частоты) на ввод обмотки подаётся синусоидальный сигнал, непрерывно увеличивающейся по частоте от 10 Гц до нескольких мегагерц, после чего на другом конце об-

мотки записывается амплитудно-частотная характеристика реакции обмотки на воздействие этого сигнала и производится сравнение данной АЧХ с характеристиками, полученными в ходе испытаний обмоток других фаз или выполненных ранее измерений на том же или однотипном трансформаторе (рис. 27).

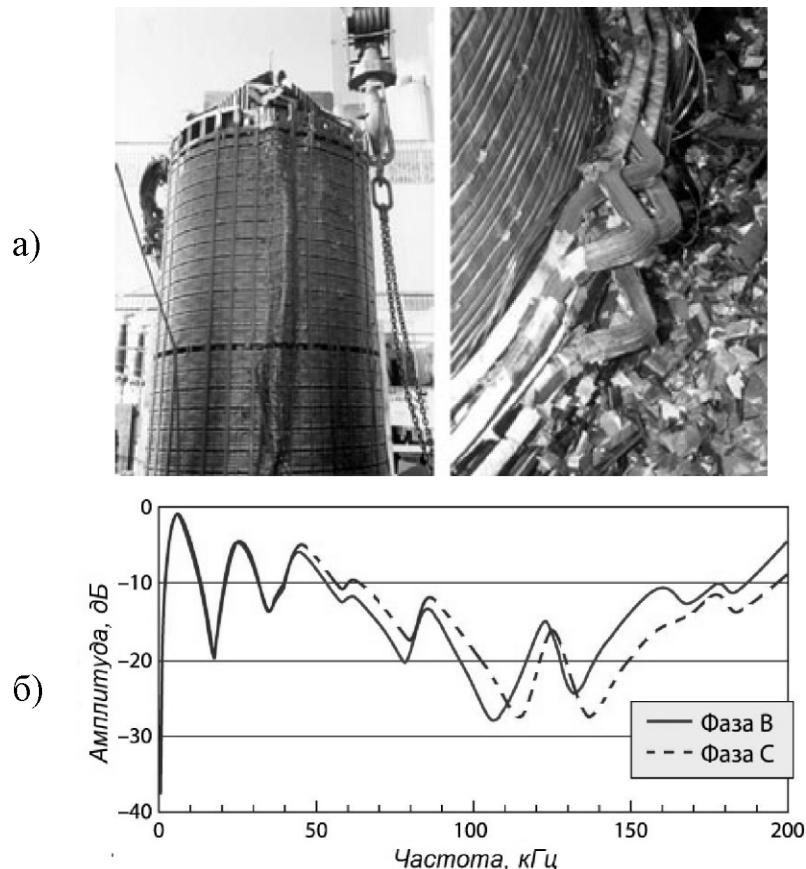


Рис. 27. Потеря радиальной устойчивости внутренней обмотки: а) характер повреждения; б) соответствующие изменения в АЧХ

За рубежом МЧА реализуется с помощью специализированных анализаторов FRAnalyzer (рис. 28), поставляемых компанией Omicron Electronics GmbH [18].



Рис. 28. Анализатор FRAnalyzer

Передаточная функция обмотки при воздействии коротких (длительностью около 1 мкс) прямоугольных импульсов низкого напряжения (100-600 В) является параметром оценки деформаций методом низковольтных импульсов.

В основу метода НВИ заложен принцип последовательного дефектографирования, в рамках которого результаты измерений сравниваются с результатами предыдущих испытаний, а состояние активной части трансформатора оценивается по степени отклонения нормограммы (снятой на заводе или при монтаже) от текущей дефектограммы.

Процедура измерений методом НВИ проиллюстрирована на рис. 29.

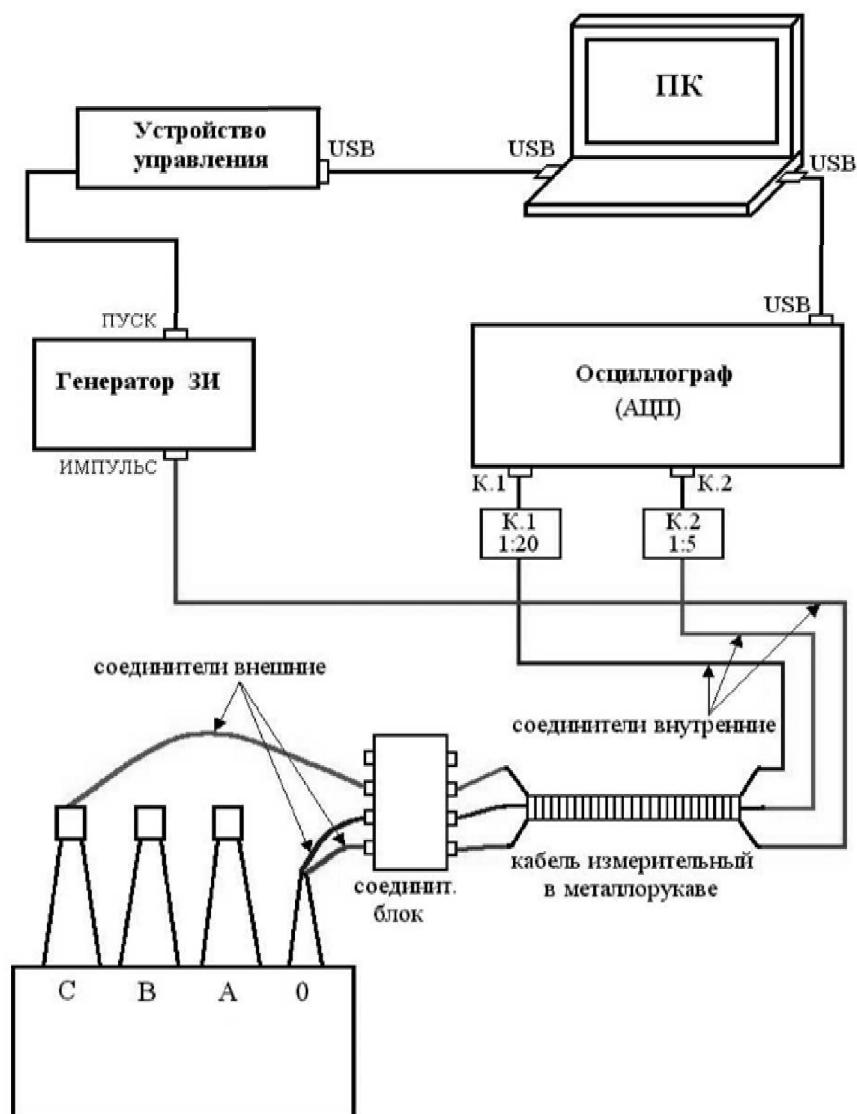


Рис. 29. Схема измерений методом НВИ

С выхода генератора прямоугольный зондирующий импульс проходит по внутреннему соединителю и измерительному кабелю на вход согласующего (соединительного) блока, размещаемого на крышке бака трансформатора. Далее с выхода согласующего блока через внешний соединитель, подключенный к одному из вводов трансформатора, зондирующий импульс подаётся на обмотку объекта. С этого же ввода сигнал через другой внешний соединитель, согласующий блок, измерительный кабель, внутренний соединитель и делитель D_1 (1:20) поступает на 1-й канал АЦП.

Реакции обмоток в виде откликов на воздействие прямоугольного зондирующего импульса с вводов трёх фаз последовательно поступают через внешний соединитель, согласующий блок и измерительный кабель на 2-й канал АЦП – через делитель D_2 (1:5) или непосредственно на АЦП.

Метод НВИ имеет высокую чувствительность к механическим повреждениям обмоток, но требует наличия исходных нормограмм, а также квалифицированного персонала для выполнения измерений и расшифровки результатов. Несмотря на это, совершенствование метода низковольтных импульсов продолжается и по сегодняшний день.

2 ДИАГНОСТИКА АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2.1 Виды аварийных режимов и методы их выявления

2.1.1 Классификация аварийных режимов

Одной из основных проблем обеспечения надежной работы систем электроснабжения является оперативное определение мест повреждения (ОМП) воздушных линий (ВЛ) электропередачи и проведение ремонтно-восстановительных работ. С целью повышения надёжности воздушных линий их выполняют с изолированной нейтралью.

Замыкание одной фазы. На основе статистического исследования установлено, что наиболее частым видом повреждений в сетях с изолированной нейтралью является замыкание одной фазы на землю [14, 39]. Причиной замыкания могут быть перекрытия или обрывы провода ВЛ, из-за гололедных или ветровых нагрузок, контакта фазных проводов с деревьями в ветреную погоду, повреждения транспортными средствами и набросков различных предметов на провода. Кроме того, в настоящее время часто причиной аварийных режимов систем электроснабжения является умышленный обрыв проводов с целью их кражи. В России ликвидация аварийных режимов затруднена из-за большой протяженности ВЛ, бездорожья и особенно в осенне и зимнее время. Если в сетях с заземленной нейтралью замыкание вызывает быстрое срабатывание устройств релейной защиты и соответственно отключение поврежденной линии, то в сетях с изолированной нейтралью линия не отключается, и такой режим работы допускается в течение относительно длительного интервала времени (до 2 ч и более). В системах электроснабжения обычно используется аварийная сигнализация замыкания линии на землю.

Работа в режиме замыкания одной фазы на землю является весьма опасной, так напряжение двух других фаз относительно земли повышается

в $\sqrt{3}$ раза, что повышает вероятность повреждения изоляции неповрежденных фаз. Кроме того, в месте замыкания существует опасность поражения людей и животных шаговым напряжением. Если в месте замыкания влажность грунта понижается и соответственно переходное сопротивление увеличивается, то значение тока уменьшается и замыкание как бы «исчезает». Такое состояние сети довольно сложно зарегистрировать устройством сигнализации, реагирующим на ток. Это чревато опасностью поражения людей высоким напряжением в случае прикосновения к опоре с поврежденной изоляцией. Отсюда следует, что определить режим замыкания одной фазы на землю ВЛ с изолированной нейтралью по изменению тока довольно сложно.

Замыкание двух и трёх фаз. При замыкании двух или трех фаз в одной точке возникают токи повреждения, которые определяются сопротивлениями источника, участков линий, а также переходным сопротивлением в месте короткого замыкания. Поскольку эти сопротивления достаточно малы, то токи повреждения существенно превышают рабочие токи. Поэтому токам рассчитываются устройства релейной защиты. Значительно более частыми являются замыкания двух фаз. Причиной их возникновения могут являться склестывания проводов при ветре или сбрасе гололеда, набросы на провода и другие причины. Значение токов повреждения несколько меньше, чем значения токов при трёхфазных КЗ, но существенно больше значения токов нагрузки. Симметрия токов и напряжений при двухфазных замыканиях нарушается. Поэтому в этом режиме возникают составляющие прямой и обратной последовательности токов и напряжений. Причем в месте КЗ эти составляющие токов равны между собой. При возникновении устойчивого замыкания на землю в сети возникает смещение напряжения нейтрали и появляются емкостные токи. В этом случае сумма напряжений трёх фаз не равна нулю. Изменения напряжений используются для определения замкнувшейся фазы в устройствах сигнали-

зации. Для надёжной работы таких устройств необходимо выполнение условия, чтобы суммарный ёмкостный ток сети значительно превосходил ёмкостный ток отдельной линии. Работоспособность такого устройства может быть нарушена при увеличении переходных сопротивлений в месте замыкания.

При замыкании трёх фаз симметрия токов и напряжений по фазам не нарушается. Причиной трёхфазного замыкания может быть падение опор, обрыв провода и попадание его на другие провода, а также закоротка, не убранная после окончания ремонтных работ. С увеличением расстояния от шин подстанции до места замыкания увеличивается сопротивление участка линии, и соответственно, уменьшаются токи КЗ и увеличивается остаточное напряжение на шинах подстанции. *На этой функциональной зависимости основан принцип действия средства ОМП.*

Если сеть содержит в своем составе специальный компенсирующий дугогасительный реактор (ДГР), который существенно уменьшает значение тока в месте замыкания, то токовая селективная сигнализация оказывается вообще неработоспособной. В этом случае используют устройства, реагирующие на направление мощности нулевой последовательности на промышленной частоте по всем линиям, отходящим от шин подстанции. При возникновении замыкания на землю (ЗНЗ) напряжение поврежденной фазы уменьшается до нуля (при $R_{\text{пер}}=0$), а напряжения поврежденных фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз. Эти изменения напряжений могут произойти мгновенно, так как фазы характеризуются емкостями проводов на землю, а длительность процесса перезаряда емкостей фаз составляет примерно один период промышленной частоты. Перезарядные токи и напряжения образуют составляющие нулевой последовательности.

Амплитуды перезарядных токов значительно больше, чем амплитуды токов установившихся режимов. На поврежденной линии величина переходного тока максимальна, а на неповрежденных линиях она меньше.

Мощность нулевой последовательности при перезарядке емкостей после ЗНЗ направлена «из поврежденной линии к шинам» подстанции и «от шин в неповрежденные линии». На этом принципе основана работа измерительных устройств, реагирующих на токи и напряжения в начальный момент времени. Устойчивая работа рассмотренных токовых устройств с абсолютным и относительным измерением может нарушаться при больших переходных сопротивлениях в месте ЗНЗ, а также при неблагоприятном сочетании емкостей повреждённой и неповреждённых линий.

2.1.2 Общие сведения о методах определения мест аварий

В настоящее время для определения мест повреждения воздушных и кабельных линий электропередачи в России и за рубежом разработано большое количество приборов, основанных на различных физических принципах действия. При выборе прибора для конкретной задачи необходим анализ потенциальных возможностей этих приборов. Поэтому необходим анализ методов и средств определения вида и мест аварии по некоторым классификационным признакам.

В настоящее время известно большое количество различных методов ОМП. Как видно из рис. 30, в зависимости от организации контроля аварийных режимов данные методы подразделяются на *дистанционные* и *топографические* [3, 5-7, 17, 25, 27, 48].

В дистанционных методах используются физические принципы, которые основаны на изменении параметров физических величин на одном конце линии, вызванном аварийными режимами на участке линии. Дистанционные методы ОМП также классифицируются по используемым моделям электрических цепей: цепи с распределенными параметрами и цепи с сосредоточенными параметрами. На практике эти методы соответственно называются *высокочастотными* и *низкочастотными*. Низкочастотные методы используют частоты от нуля до нескольких килогерц, а в качестве

моделей используются уравнения цепей переменного тока, составленные по законам Кирхгофа. Высокочастотные – десятки килогерц, а в качестве моделей используются уравнения в частных производных, которые на практике часто заменяются упрощенными схемами замещения.

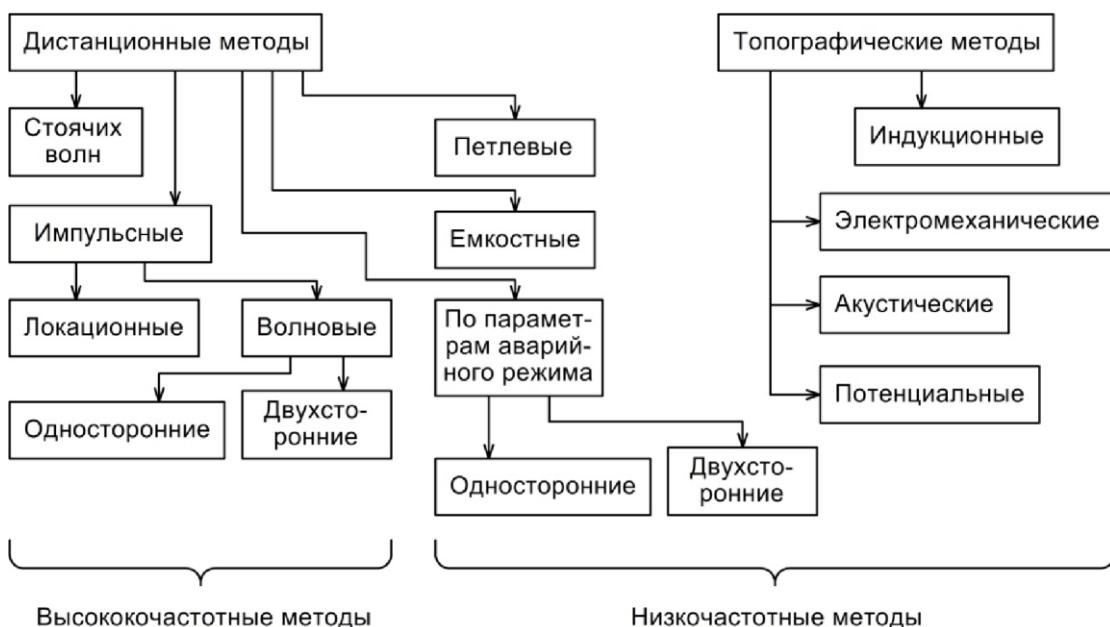


Рис. 30. Общая классификация методов ОМП

При топографических методах место повреждения определяется визуально или с помощью электромагнитных устройств непосредственно при перемещении ремонтной бригады по трассе вдоль линии. Перемещение поисковой бригады по трассе может осуществляться с помощью различных транспортных средств: автомобилей, вертолетов, дирижаблей. Необходимо отметить, что в последнее время для решения этих задач предлагаются использовать беспилотные летательные аппараты, которые уже используются при контроле нефте- и газопроводов.

2.2 Дистанционные методы диагностики

2.2.1 Физические основы дистанционных методов

При анализе дистанционных методов ОМП и их потенциальных возможностей необходима информация о физических принципах действия, на которых основаны данные методы. Большинство дистанционных методов используют математические модели линий с распределёнными параметрами. Нормальные и переходные режимы линий электропередач характеризуются особенностями, которые обусловлены волновым характером распределения электромагнитной энергии и соотношением удельных параметров линии. Одним из средств, упрощающих представление о процессах, протекающих в энергетической системе, являются схемы замещения линии электропередачи. В зависимости от требуемой точности эти модели представляются в виде различных электрических схем, которые значительно упрощают задачу и вносят погрешность в модель средства контроля. Упрощение схемы может привести к неверным выводам об аварийных режимах. Поэтому для проведения анализа необходимы основные сведения о линиях с распределёнными параметрами.

К первичным параметрам единицы длины двухпроводной линии относятся: C_0 – поперечная емкость между прямыми и обратными проводами, L_0 – индуктивность петли, образованной прямыми обратным проводами, R_0 – продольное активное сопротивление прямого и обратного проводов, G_0 – поперечная активная проводимость утечки изоляции между прямым и обратным проводами. Для расчета этих параметров необходимы исходные данные: номинальное напряжение линии, количество цепей линии, марка и сечение провода, расположение проводов на опоре и расстояние между проводами.

К вторичным параметрам в операторной форме записи относятся волновое сопротивление [10]:

$$Z_B = \sqrt{\frac{R_0 + pL_0}{G_0 + pC_0}},$$

и коэффициент распространения [10]:

$$\gamma(p) = \sqrt{(R_0 + pL_0)(G_0 + pC_0)}. \quad (1)$$

Наиболее распространенная схема замещения бесконечно малого элемента двухпроводной линии показана на рис. 31 [22].

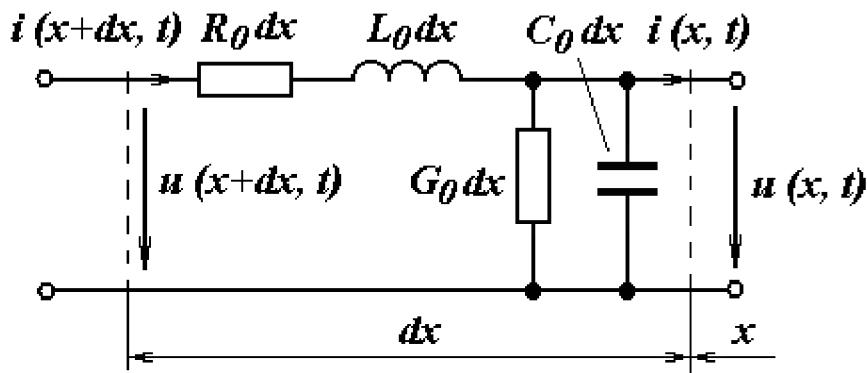


Рис. 31. Схема замещения элементарного участка линии

Анализ установившихся и переходных режимов в однородных длинных линиях основан на решении дифференциальных уравнений в частных производных, полученных с помощью законов Кирхгофа для элемента линии длиной dx (рис. 31) [10]:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = R_0 i + L_0 \frac{\partial i}{\partial t}, \quad (2, a)$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = G_0 u + C_0 \frac{\partial u}{\partial t}. \quad (2, b)$$

Уравнения (2) аналитически могут быть решены только для частного случая, а именно для гармонических воздействий. При более сложных, в том числе и ступенчатых воздействиях используются численные методы расчета и разработанные на их основе программы.

При синусоидальном напряжении источника питания однородной линии и постоянных параметрах уравнения (2) записываются в комплексной форме [10]:

$$d\dot{U}/dx = (R_0 + j\omega L_0)\dot{I} = Z_0\dot{I}, \quad (3, a)$$

$$d\dot{I}/dx = (G_0 + j\omega C_0)\dot{U} = Y_0\dot{U}, \quad (3, \delta)$$

где $Z_0 = R_0 + jX_0$, Ом/м, $Y_0 = G_0 - jB_0$, См/м – комплексные продольные и поперечные параметры линии на единицу длины.

Общее решение уравнений (3) представляет собой сумму прямых и обратных бегущих волн с напряжением и током [10]:

$$\dot{U} = \dot{A}_1 e^{\gamma x} + \dot{A}_2 e^{-\gamma x}, \quad (4, a)$$

$$\dot{I} = \frac{\dot{A}_2}{Z_B} e^{-\gamma x} - \frac{\dot{A}_1}{Z_B} e^{\gamma x}, \quad (4, \delta)$$

где \dot{A}_1 и \dot{A}_2 – постоянные интегрирования;

Z_B – волновое сопротивление, Ом.

Постоянные интегрирования в (4) определяются с использованием граничных значений тока и напряжения.

Для гармонических сигналов выражение для коэффициента распространения (1) имеет следующий вид [10]:

$$\gamma = \alpha + j\beta,$$

где α – коэффициент затухания, характеризующий затухание падающей волны на единицу длины линии (на 1 км);

β – коэффициент фазы, характеризующий изменение фазы падающей волны на единицу длины линии (на 1 км или м).

Отношение напряжения отраженной волны в конце линии к напряжению падающей волны в конце линии есть коэффициент отражения по напряжению [10]:

$$K_u = \frac{\dot{A}_1 e^{\gamma l}}{\dot{A}_2 e^{-\gamma l}} = \frac{Z_H - Z_B}{Z_H + Z_B},$$

где Z_H – сопротивление нагрузки, Ом;

l – длина линии, км.

При согласованной нагрузке $K_u=0$, при холостом ходе $K_u=1$. Коэффициент отражения по току $K_i=K_u$.

Фазовая скорость волны [10]

$$\nu_\phi = \omega/\beta.$$

В практике инженерных расчетов каждая фаза линии электропередач представляются в виде четырехполюсника, который в свою очередь заменяется простой схемой электрической цепи с сосредоточенными параметрами. Следует отметить, что представление линии упрощенными схемами замещения позволяет учитывать искажение формы входного воздействия, но при этом не учитывается задержка сигнала во времени.

2.2.2 Высокочастотные дистанционные методы

Метод стоячих волн основан на измерении полного входного сопротивления поврежденной линии в широком диапазоне частот. Известно, что расстояние между резонансными частотами (максимумами и минимумами входного сопротивления) зависит от расстояния до места КЗ или обрыва [1].

Локационный метод основан на измерении времени между моментом посылки в линию зондирующего электрического импульса и моментом

прихода к началу линии импульса, отраженного от места повреждения. За это время t импульс проходит путь, равный двойному расстоянию до места повреждения $l=t \cdot v/2$, где v – скорость распространения зондирующего импульса (рис. 32). Распространение сигнала по линии – сложный процесс, зависящий от числа, взаимного расположения, материала и размера проводов и тросов, их удаленности от поверхности земли, от ее электропроводности. Скорость перемещения волны (фазовая скорость) в линии без потерь, расположении в вакууме и над идеально проводящей поверхностью равна скорости света (300 м/мкс). В реальной воздушной линии волна перемещается по петле фаза-земля со скоростью $v=275$ м/мкс и по петле фаза-фаза со скоростью $v=296$ м/мкс. В кабельной линии скорость распространения волны значительно ниже – 160 м/мкс и примерно одинакова для любой петли.

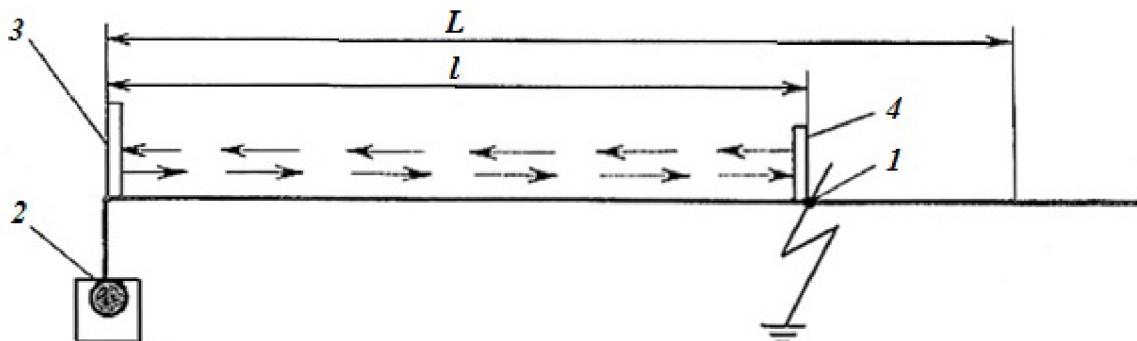


Рис. 32. Схема прохождения высокочастотного импульса при локационном методе ОМП: 1 – место повреждения, 2 – локационный искатель, 3 – зондирующий импульс, 4 – отражённый импульс, L – общая длина линии, l – расстояние до места повреждения

В качестве локационных искателей (рис. 32) для нахождения места аварии используются *рефлектометры*. Внешний вид этих приборов изображен на рис. 33 [67-69].

Несомненным преимуществом рефлектометров является сравнительная простота монтажа (подключения к линии), однако эффективность локационного метода ОМП снижается из-за сложности регистрации отраженного сигнала, который может отражаться не только от места аварии, но и от

других неоднородностей линии. Таким образом, рефлектометры реализуют косвенный метод измерения, на точность которого оказывают отрицательное влияние различные внешние факторы. Кроме того, отражённый сигнал всегда ослаблен и искажён, что является источником дополнительной погрешности измерения [52].



РЕЙС-105М1

РД Мастер

RIF-9

Рис. 33. Современные приборы импульсной рефлектометрии

Волновые методы определяют моменты прихода на подстанцию возникающих в месте повреждения линии электромагнитных волн (волны разряда замкнувшейся на землю фазы). Этот метод отличается от локационного тем, что источником информационного сигнала является аварийный участок линии. Форма сигнала, возникающая в месте короткого замыкания или обрыва, может иметь сложную форму, что отрицательно влияет на точность определения времени прихода сигнала. Приведенные ниже методы отличаются методиками регистрации времени прихода сигнала.

Волевой метод двусторонних измерений основан на измерении времени между моментами достижения двух концов линии фронтами электромагнитных волн, возникающих в месте повреждения. Необходимым условием реализации метода является синхронизированный счет времени на двух концах с высокой точностью (до микросекунд).

На сегодняшний день для реализации данного метода используются приборы TWS (или DSFL) компании Qualitrol (рис. 34, 35) [65], устанавливаемые на обоих концах линии, а синхронизация времени выполняется на основе сигналов навигационных спутников ГЛОНАСС или GPS.

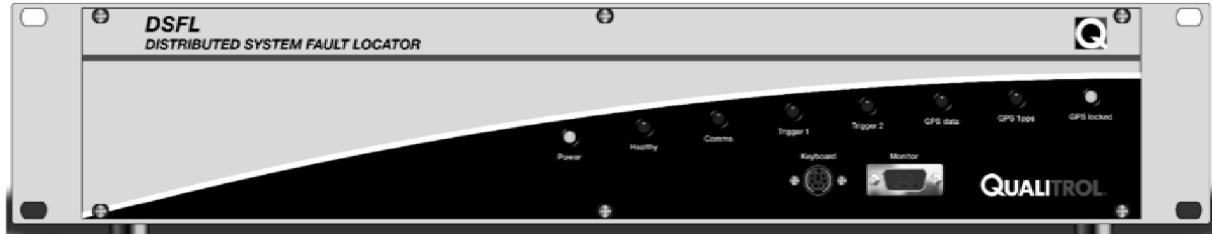


Рис. 34 Прибор DSFL MKIII для выполнения ОМП волновым методом

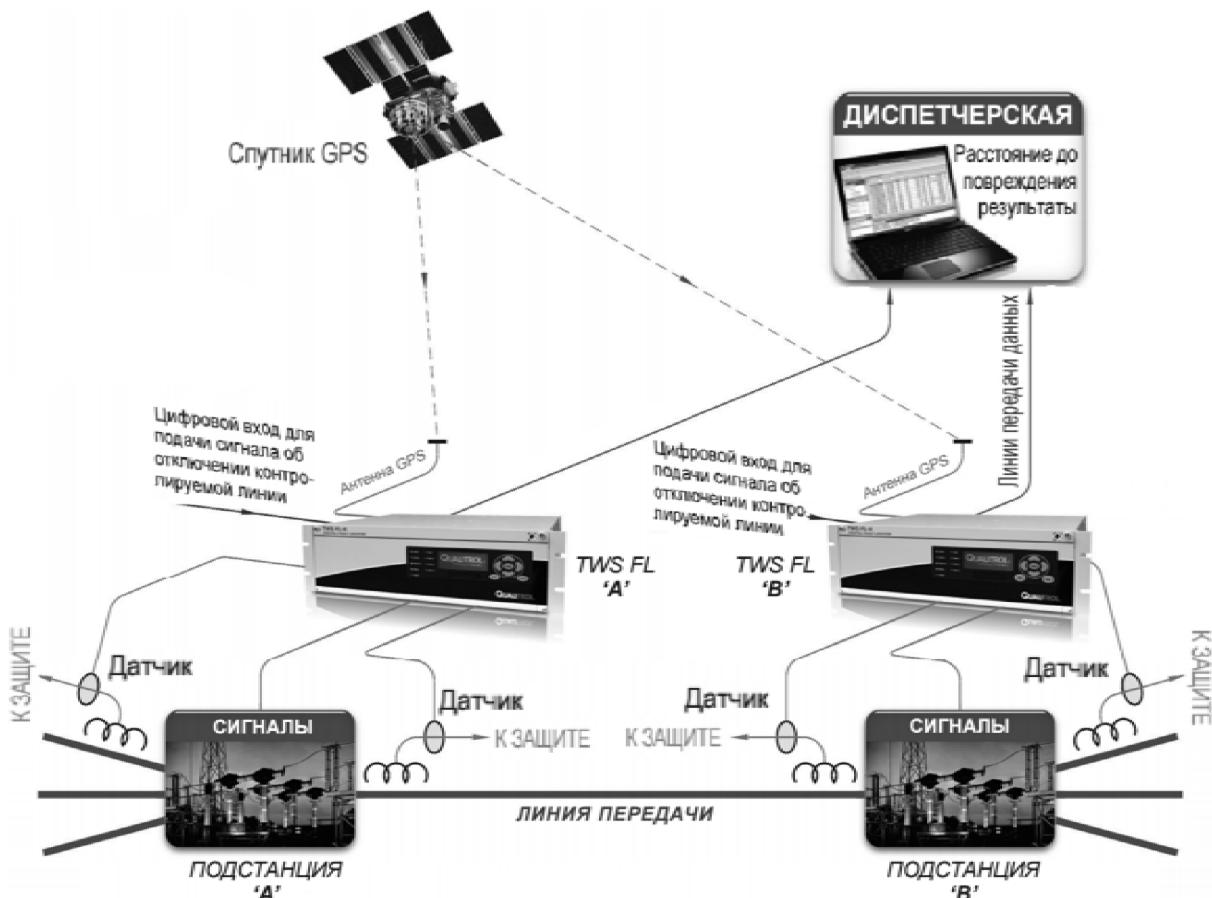


Рис. 35. Схема реализации ОМП волновым методом

Волновой метод односторонних измерений основан на измерении времени между приходами волн первого и второго отражений от места по-

вреждения, либо разность времен прихода волн по каналу фаза-фаза и по каналу фаза-земля.

Общим недостатком волновых методов является дороговизна и сложность реализации [29].

2.2.3 Низкочастотные дистанционные методы

Петлевой метод основан на измерении сопротивления постоянному току жил кабеля, отключенного из-за пробоя фазы на землю. Переходное сопротивление в месте повреждения предварительно уменьшается с помощью операции прожигания изоляции от специального источника тока. Для измерения используется мостовая схема, плечами которой являются сопротивления жил, в одну диагональ моста включен измерительный прибор (для контроля условий равновесия), а в другую источник питания и переходное сопротивление. По измеренным сопротивлениям косвенно определяется расстояние от места контроля до места пробоя.

Фиксирующие омметры. Фиксирующие омметры обеспечивают измерение и длительное хранение значений сопротивления петли КЗ при всех междуфазных повреждениях в сети. По удельному сопротивлению линии шкала прибора градуируется непосредственно в километрах. Для исключения влияния на результат измерения расстояния переходного сопротивления $R_{\text{пер}}$ в месте КЗ, которое обычно имеет чисто активный характер, фиксирующие омметры измеряют не полное сопротивление петли КЗ ($Z_{\text{кз}}$), а только его индуктивную составляющую $X_{\text{кз}}$. Значение $Z_{\text{кз}}$ определяется активным сопротивлением участка линии до места КЗ ($R_{\text{кз}}$), переходным сопротивлением в месте КЗ ($R_{\text{пер}}$) и индуктивным сопротивлением участка линии $X_{\text{кз}}$ до места КЗ. Основными недостатками измерительных приборов фиксации сопротивления являются:

- погрешности ОМП от токов и нагрузок, подключенных в конце, а также на ответвлениях поврежденной ВЛ;

- значительное увеличение количества подводимых к фиксатору входных величин: два (три) фазных тока и три фазных напряжения;
- сложность фиксаторов сопротивления по сравнению с фиксаторами токов и напряжений обратной последовательности.

Емкостной метод основан на измерении емкости жилы кабеля от места контроля до места обрыва. По измеренной емкости косвенно определяется расстояние от места контроля до места пробоя.

Метод ОМП по параметрам аварийного режима. Этот метод основан на измерении токов и напряжений обратной последовательности. Фиксация токов и напряжений обратной последовательности осуществляется с помощью специальных приборов, измеряющих и запоминающих значения токов и напряжений обратной последовательности в режиме замыкания двух фаз. Выделение составляющей тока или напряжения обратной последовательности производится в фильтре, входящем в состав фиксирующего прибора. Как и все дистанционные средства, фиксаторы этого типа позволяют определить лишь предполагаемое расстояние от шин питающей подстанции до места замыкания. При замыкании трех фаз метод фиксации токов (напряжений) обратной последовательности неприменим, так как симметрия токов (напряжений) не нарушается и составляющие токов (напряжений) обратной последовательности не возникают. Кроме того, к недостаткам этого метода необходимо отнести неблагоприятное влияние переходного сопротивления в месте короткого замыкания, которое уменьшает значение токов КЗ и как бы «удлиняет» расстояние до места КЗ. Еще одним источником погрешностей при этом методе является непостоянство сопротивления питающей сети, которое приводит к изменению значений токов при КЗ в одной и той же точке.

Приборы для реализации данного метода изображены на рис. 36 [64, 70].



ИМФ-3Р



Сириус-2-ОМП

Рис. 36. Приборы для регистрации ОМП по параметрам аварийного режима

На основе более глубокого анализа разработана детальная классификация дистанционных методов ОМП, которая приведена в таблице 7.

Из проведенного общего анализа методов следует, что наибольшему искажению подвергается информационный сигнал (функция Хевисайда) в волновом методе, а наименьшему – в методе стоячих волн. Поэтому потенциальная точность метода стоячих волн выше, чем других методов.

Таблица 7

Классификационные признаки		Дистанционные методы					
Частотные диапазоны		Высокочастотные методы			Низкочастотные методы		
Математические модели		Уравнения в частных производных (электрические цепи с распределенными параметрами)			Алгебраические уравнения по законам Кирхгофа (электрические цепи переменного тока)		
Форма возмущающего воздействия		Гармонический сигнал	Последовательность прямоугольных импульсов	Ступенчатое воздействие (функция Хевисайда)	Постоянный сигнал	Гармонический сигнал	Гармонический сигнал
Источник возмущающего воздействия		Внешний источник (Метод стоячих волн)	Внешний источник (Локационный метод)	Внутренний источник – энергия электромагнитного поля в точке аварийной коммутации (Волновой метод)	Внешний источник (Петлевой метод)	Внешний источник (Емкостной метод)	Внутренний источник – коммутация электрической линии (Метод ОМП по параметрам аварийного режима)
Методы регистрации времени прихода сигнала		Односторонний	Односторонний	Двухсторонний Односторонний	Односторонний	Односторонний	Двухсторонний Односторонний
Влияние внешних факторов на точность ОМП		Значительное	Значительное	Значительное	Незначительное	Незначительное	Значительное
Помехоустойчивость		Высокая	Низкая	Низкая	Высокая	Высокая	Низкая
Степень искажения формы регистрируемого сигнала		невысокая	средняя	высокая	невысокая	невысокая	невысокая
Необходимость выполнения вычислительных операций		нет	нет	да	да	нет	да

2.3 Топографические методы диагностики

На основе принципа определения мест повреждения топографические методы разделят на следующие методы (см. рис. 30): *индукционный метод, акустические методы, потенциальные и электромеханические методы.*

Все известные топографические методы относятся к низкочастотным. Наиболее распространенным и важным из них является индукционный, используемый на КЛ и ВЛ, а также при определении состояния внутренних проводок.

2.3.1 Индукционный метод обнаружения аварий

Примером современных отечественных разработок в области мониторинга воздушных линий являются индикаторы короткого замыкания (ИКЗ) производства ООО МНПП «АНТРАКС». ИКЗ предназначены для определения местоположения короткого замыкания и мониторинга воздушных линий распределительных сетей напряжением 6-35 кВ. Приборы устанавливаются на опорах ЛЭП. В зависимости от модификации ИКЗ позволяют осуществлять визуальный или дистанционный контроль наличия аварийной ситуации. Индикаторы короткого замыкания регистрируют межфазные замыкания и однофазные замыкания на землю. Параметры, измеренные индикаторами, передаются по беспроводному каналу связи нелицензируемой частоты или GPRS-каналу [73]. Пользователь имеет возможность изменять настройки обнаружения аварийной ситуации. Аварии регистрируются в журнале и сохраняются в памяти прибора. Питание индикаторов обеспечивается от внутренней батареи или от контролируемой линии.

ИКЗ-1 представляет собой наиболее простую и дешёвую модификацию рассматриваемых индикаторов. Данная модель позволяет осуществлять только визуальный контроль наличия аварийной ситуации. Питание при-

бора обеспечивается с помощью емкостного отбора напряжения от двух фаз контролируемой линии.

Модификация ИКЗ-2М (рис. 37) позволяет считывать информацию об авариях, проводить мониторинг ВЛ, изменять внутренние настройки и параметры срабатывания непосредственно на диспетчерском пункте с помощью GSM/GPRS-канала (рис. 38) [29]. Индикатор передает эти данные на сервер, откуда их просматривает и обрабатывает диспетчер. Эта модификация позволяет интегрировать данные в систему телемеханики и АСУ ТП. Питание осуществляется от внутренней батареи.



Рис. 37. Размещение прибора ИКЗ на опоре ВЛ

ИКЗ позволяют регистрировать только два вида короткого замыкания, причем с невысокой достоверностью, что является недостатком таких приборов.

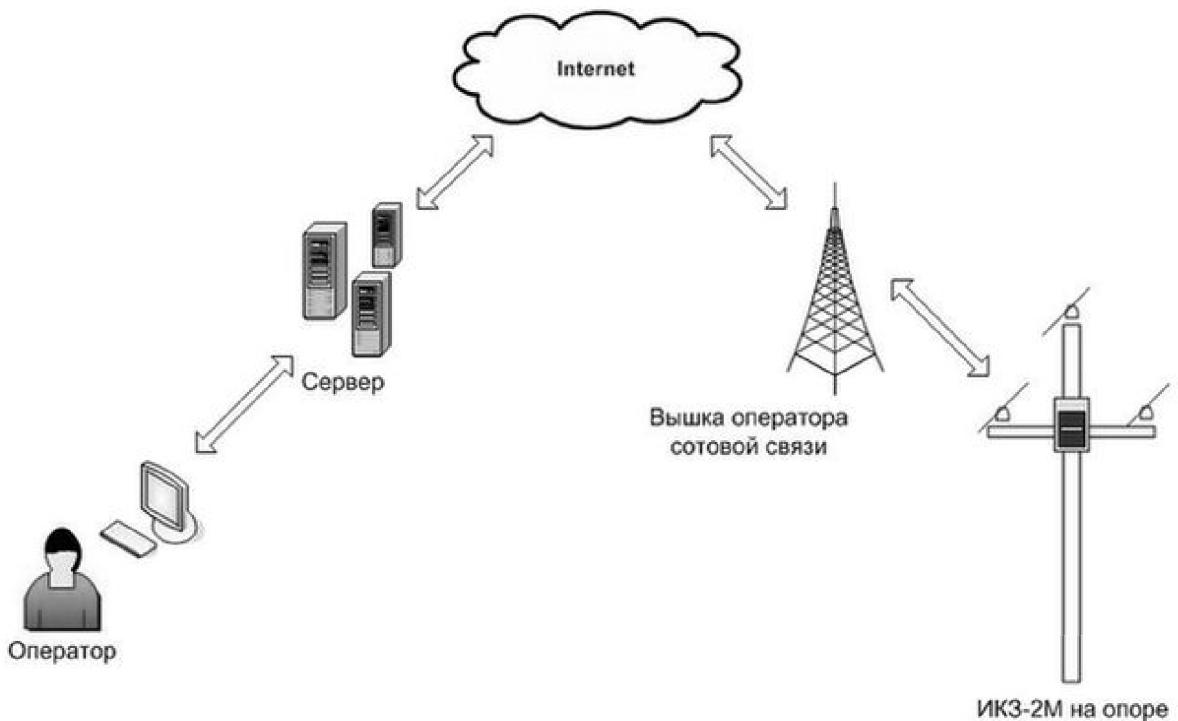


Рис. 38. Принцип функционирования индикатора короткого замыкания

В [71] описывается зарубежная разработка системы определения вида аварии на ВЛ, которая содержит датчик токов трех фаз (рис. 39). Измеренные токи анализируются и по соотношению их амплитуд и углов сдвига фаз распознаются аварийные режимы. Подобные схемы измерения используются в отечественных разработках. Основным недостатком таких схем контроля является то, что установка датчиков на малом расстоянии от проводов не позволяет осуществлять измерения с необходимой точностью из-за конечных размеров датчика. Это связано с тем, что градиент электрических и магнитных величин около проводов максимален. Поэтому необходимо исследование возможностей установки датчиков вне зоны проводов, что должно упростить монтаж и эксплуатацию системы мониторинга.

В [72] предлагается новый подход для ОМП с помощью использования датчика магнитного поля (рис. 40). Большинство аварий в системах электроэнергии связаны с коротким замыканием. Следовательно, обнаружение аварии может быть выполнено путем сравнения токов в нормальных усло-

виях и в аварийных условиях. Измерение токов можно выполнить с помощью измерения магнитного поля.

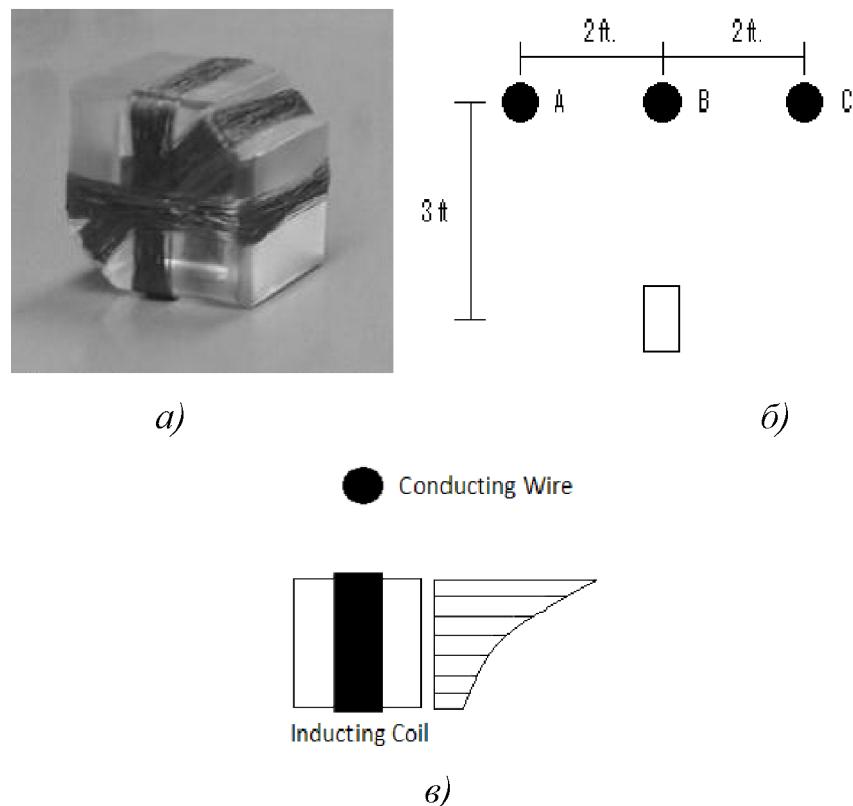


Рис. 39. Прибор контроля режимов сети: а) конструкция датчика; б) схема установки; в) влияние размеров датчика на точность контроля

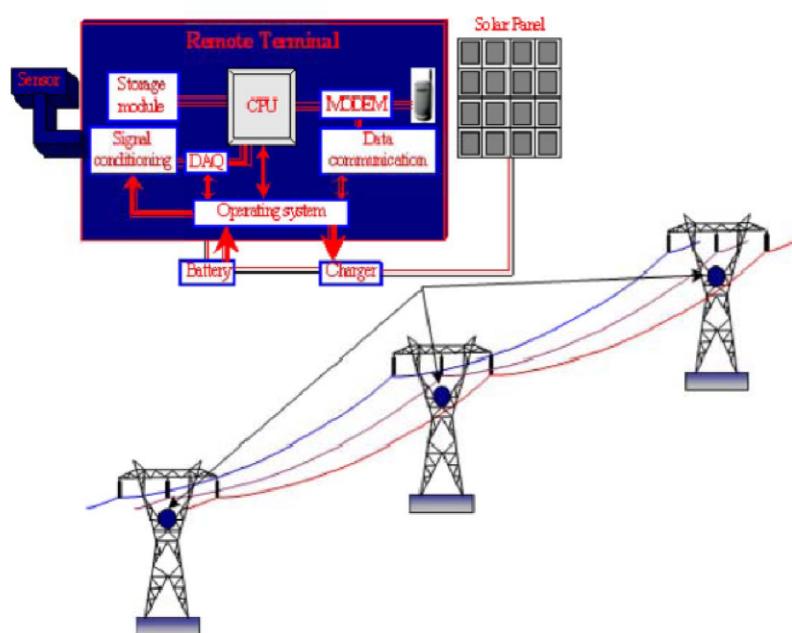


Рис. 40. Общая схема осуществления ОМП с помощью датчиков магнитного поля (круги указывают на позиции датчиков)

Традиционно измерения тока выполняются путём размещения катушки индуктивности (трансформатора тока) вокруг провода (рис. 41) [38], тем не менее для воздушных линий напряжением выше 110 кВ данное техническое решение неидеально. Во избежание этого недостатка в [72] предлагается выполнять измерения тока путём бесконтактного анализа магнитного поля (МП), зависящего от тока нагрузки. Сила, направление и распределение магнитного поля вокруг провода содержат информацию об электрических параметрах, таких как амплитуда, частота и фаза электрического тока. Отмечается, что применение современных магнитных датчиков позволяет получить точные и достоверные данные без физического контакта с фазными проводами [72].

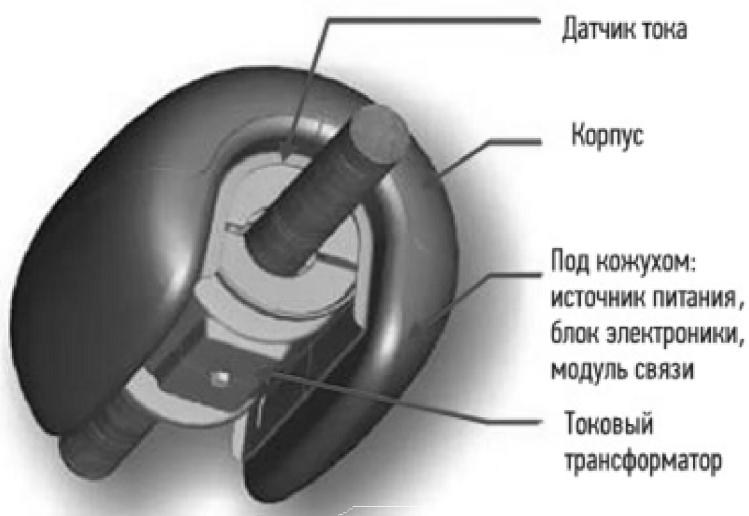


Рис. 41. Прибор OTLM-system для мониторинга токовой нагрузки ВЛ

Изображённая на рис. 40 система состоит из микропроцессора (CPU) и периферийных устройств (измерительный модуль, модуль сбора данных (DAQ), модуль хранения, модуль связи и модуль питания). Микропроцессор управляет устройствами, а модуль сбора данных анализирует непрерывный сигнал с чувствительного элемента. Сенсор включает в себя датчик МП, который позволяет измерять магнитную индукцию по трём координатам (x , y , z), а также усилитель и цепь фильтрации. Когда устрой-

ство обнаруживает изменение поступающего сигнала, полученные данные регистрируются и отправляются на удалённый центр мониторинга посредством беспроводного канала связи. Питание всех модулей осуществляется от аккумуляторной батареи, заряжаемой от солнечной панели или устройства отбора мощности от линии.

Во многих случаях в качестве датчиков магнитного поля применяются сенсоры на основе магниторезистивного эффекта – *магниторезисторы* (MP) [74-78], принцип действия которых основан на изменении электрического сопротивления полупроводника (или металла) при воздействии на него магнитного поля [24]. На сегодняшний день в промышленности используются анизотропные магниторезисторы, тунNELьные магниторезисторы, а также гигантские магниторезисторы. Эти датчики магнитного поля имеют высокую чувствительность, значительный температурный диапазон эксплуатации и широкий диапазон рабочих частот.

На рис. 42 изображён гигантский магниторезистор, представляющий собой многослойную тонкоплёночную структуру из прослоек металлов, которые в свою очередь чередуются с ферромагнитными и немагнитными слоями толщиной несколько нанометров [44].

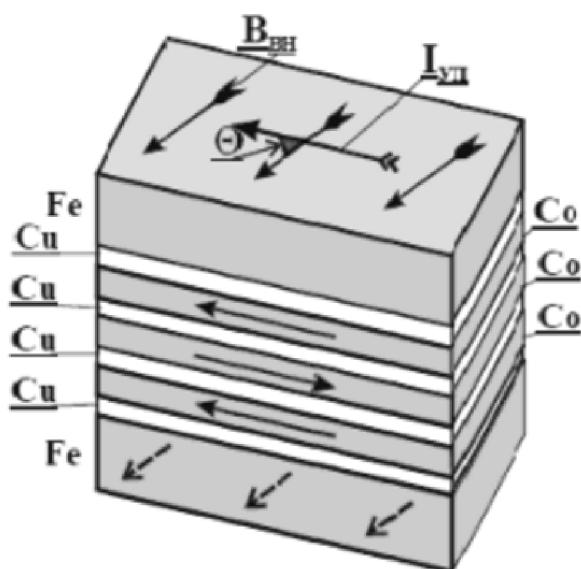


Рис. 42. Структура гигантского магниторезистора

2.4 Контроль аварийных режимов воздушных линий электропередачи по изменению электромагнитного поля

2.4.1 Теоретические основы измерения параметров электромагнитного поля проводников с током

Во время нормальной работы линии электропередачи и особенно высоковольтные создают вокруг себя электромагнитное поле, которое влияет на расположенные вблизи проводники и объекты. Аварийные режимы (короткие замыкания и обрывы), а также коммутационные процессы в электрической сети вызывают значительное изменение электромагнитного поля и соответственно возникновение напряжений в соседних линиях связи. Эти напряжения нарушают нормальную работу чувствительной аппаратуры связи. Однако это явление можно использовать для идентификации и распознавания аварийных режимов линий электропередачи. Для технического решения задачи определения места и вида повреждения необходима информация о функциональной связи между аварийными режимами и изменениями электромагнитного поля. Очевидно, что для выявления этих причинно-следственных связей необходимо использовать сведения о физических процессах вокруг линий электропередачи [30, 35, 37].

В настоящее время для регистрации электромагнитного поля разработаны и широко используются радиотехнические методы и средства контроля, использующие в качестве датчика антенну. Однако для контроля аварийных режимов сети с частотой 50 Гц не могут быть реализованы в полной мере, поскольку размеры антенн должны быть сравнительно большими. Кроме того, для распознавания аварийных режимов необходимо раздельно контролировать электрическое поле, зависящее от напряжения, и магнитное поле, определяемое током в проводе. Очевидно, что измерительные преобразователи должны измерять раздельно две составляющие электромагнитного поля при низкой частоте.

Физические основы измерения электрических и магнитных величин.

Поле прямого полубесконечного равномерно заряженного провода с линейной плотностью заряда λ (рис. 43) напряженность поля в точке с координатой $(0, r, 0)$ определяется выражениями для проекций вектора E на координатные оси и его модуля [30, 35]:

$$E_x = \frac{\lambda}{4\pi\epsilon_0 r}; \quad E_y = \frac{\lambda}{4\pi\epsilon_0 r}; \quad E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2} = \frac{\lambda\sqrt{2}}{4\pi\epsilon_0 r}.$$

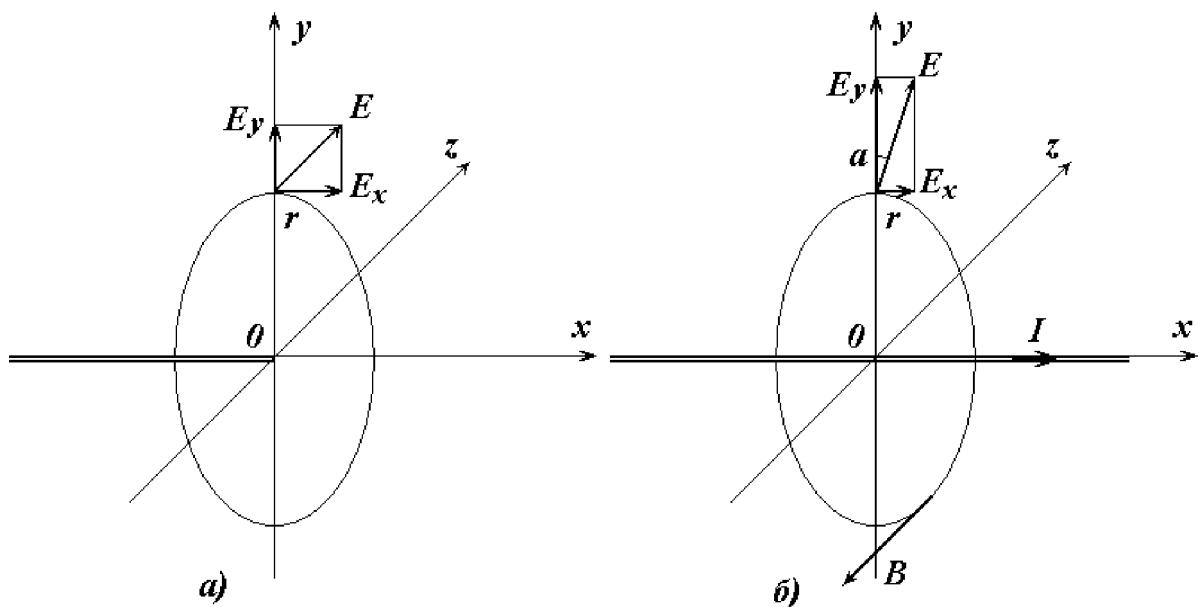


Рис. 43. Электрическое поле заряженного провода:
а) полубесконечного; б) бесконечного

Поле прямого бесконечного заряженного провода с линейной плотностью заряда λ согласно симметрии содержит только радиальную составляющую

$$E = 2E_x = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0 r}.$$

Напряженность в поле заряженного провода изменяется обратно пропорционально расстоянию r точки от оси.

Потенциал изменяется по логарифмическому закону [30, 35]

$$\varphi = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{1}{r} + C.$$

Единица под знаком логарифма имеет смысл единичного радиуса, поэтому логарифм берется от величины с нулевой размерностью.

Из этих выражений следует важный результат для практики, а именно при обрыве линии ее можно считать полубесконечной. В этом случае $E_x = E_y$ независимо от координаты y , т.е. вектор \mathbf{E} ориентирован относительно оси нити под углом $\pi/4$. Таким образом, при обрыве линии в этой зоне появляется продольная составляющая вектора \mathbf{E} , а радиальная составляющая уменьшается в два раза. Это изменение вектора \mathbf{E} можно использовать как идентификационный признак распознавания вида и координаты аварии.

При протекании тока на поверхности проводника образуется избыточный заряд и поэтому вектор \mathbf{E} кроме тангенциальной составляющей имеет и нормальную составляющую. Таким образом, вектор \mathbf{E} вблизи поверхности проводника составляет некоторый не равный нулю угол α , а при отсутствии тока $\alpha=0$. Если токи стационарны, то движущие заряды создают такое же внешнее поле, что и неподвижные заряды той же конфигурации. Поэтому электрическое поле стационарных токов – поле потенциальное [30].

В практических расчетах в качестве исходных данных используется величина тока I и поэтому необходимо уравнение связи между плотностью заряда λ и током I . Средняя дрейфовая скорость движения v в проводнике определяется средним временем между столкновениями электронов, которое для большинства металлов не зависит от электрического поля. Для большинства металлов средняя дрейфовая скорость движения электронов v равна $5 \cdot 10^{-3}$ м/с. Сила тока по определению может быть выражена следующим образом $I = \lambda \cdot v$.

Однопроводная линия. Линия передачи расположена на высоте h над землей, а устройство регистрации – на высоте k . На рис. 44 показаны ли-

нии электростатического поля, создаваемого проводом высоковольтной линии.

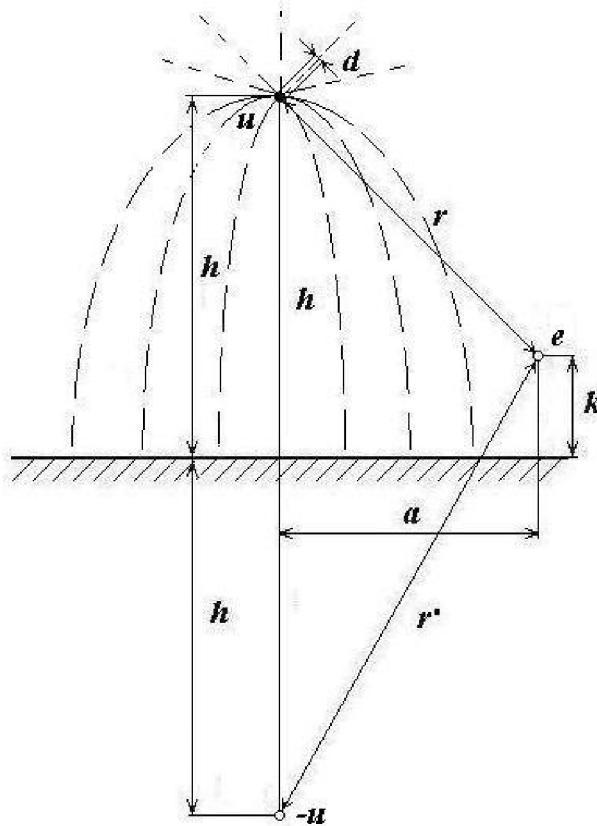


Рис. 44. Электростатическое поле однопроводной линии

Электростатический потенциал поля, создаваемого высоковольтной линией и ее зеркальным изображением, в месте расположения устройства регистрации определяется выражением [37]

$$e = \frac{\ln(r'/r)}{\ln(4h/d)} u, \quad (5)$$

где r и r' – соответственно расстояния от координаты регистрации до первичной линии и до ее изображения; d – диаметр провода; u – напряжение провода линии передачи относительно земли.

Из анализа выражения (5) следует, что напряжение в линии регистрации меньше напряжения на линии передачи. Однако при небольшом рас-

стоянии r напряжение в линии регистрации может достигать больших значений.

Индукция магнитного поля \mathbf{B} тока, протекающего по тонкому прямому проводу бесконечной длины, определяется по закону Био-Савара. Так, например, индукция поля в точке, удаленной от провода с током I на расстоянии r , направлена по касательной к окружности радиуса r и определяется следующим выражением [25]:

$$B = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{2I}{r}.$$

При определении магнитного поля, создаваемого несколькими токами, равно векторной сумме магнитных полей, создаваемых каждым током в отдельности. В случае трехфазных сетей, провода которых параллельны, Суммарное магнитное поле в некоторой точке пространства равно алгебраической сумме полей.

Для измерения тока целесообразно использовать явление электромагнитной индукции или эффект Холла. Согласно закону электромагнитной индукции в контуре, охватываемом магнитный поток Φ , возникает э.д.с. индукции

$$e = -\frac{d\Phi}{dt} = -L \frac{di}{dt}.$$

Необходимо отметить, что рассмотренные выше соотношения справедливы для идеализированного случая, а именно бесконечно длинные нити. Однако реальные электрические сети имеют провода конечных размеров, а земля и опоры оказывают влияние на электрические и магнитные поля. Поэтому приведенные выше соотношения имеют фундаментальную основу и параметры измерительных преобразователей должны уточняться после опытных испытаний.

На рис. 45 представлены схемы, поясняющие принцип действия измерительных преобразователей напряжения и тока.

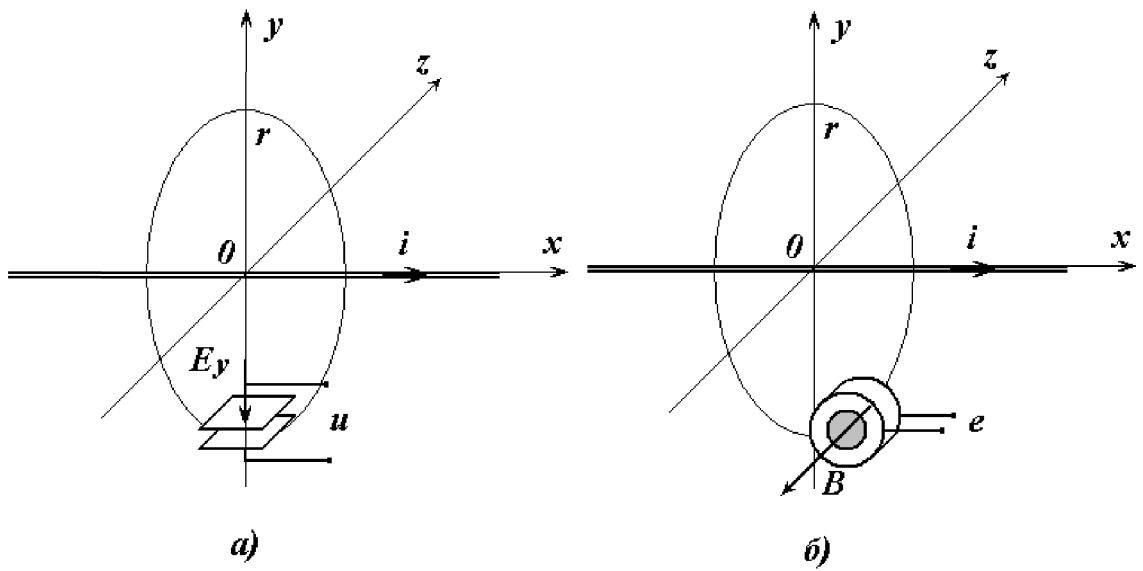


Рис. 45. Измерительные преобразователи электрических величин:
а) напряжения; б) тока

2.4.2 Физические основы регистрации электромагнитного поля воздушной линии

Однопроводная линия. Простейший случай, когда линия регистрации проходит параллельно однопроводной линии передачи, напряжение которой относительно земли равно u (рис. 46). Линия передачи расположена на высоте h над землей, а линия регистрации – на высоте k . На рис. 46 показаны линии электростатического поля, создаваемого проводом высоковольтной линии. В линии регистрации возникает напряжение.

Электростатический потенциал поля, создаваемого высоковольтной линией и ее зеркальным изображением, в месте расположения линии регистрации определяется выражением [37]

$$e = 2v^2 Q \ln(r'/r), \quad (6)$$

где Q – заряд на единицу длины провода; r и r' – соответственно расстояния от координаты регистрации до первичной линии и до ее изображения; v – скорость света в среде, окружающей провод.

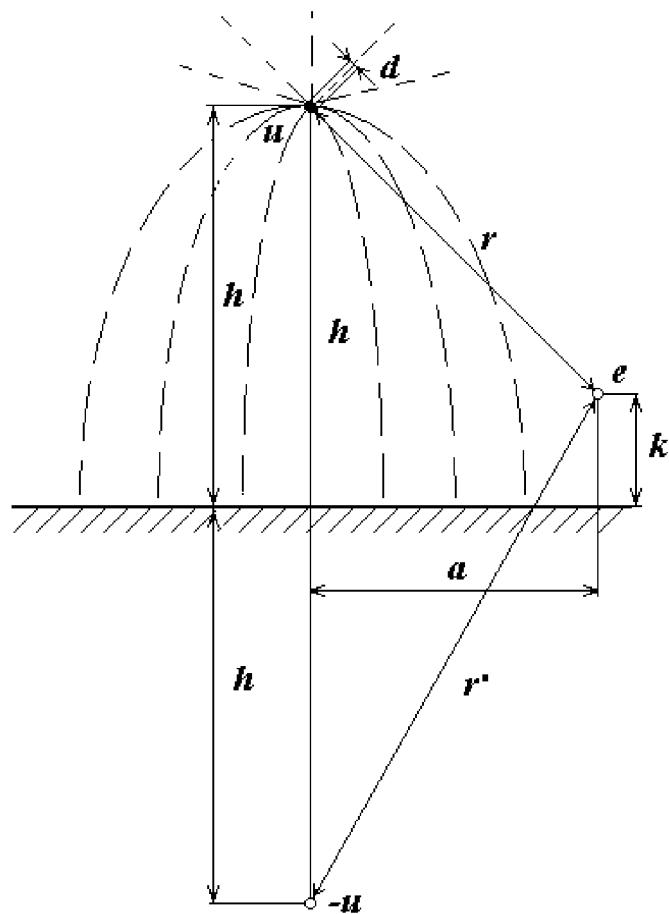


Рис. 46. Однопроводная линия

Выражение (6) определяет напряжение линии регистрации относительно земли. Для характеристики «взаимной электростатической индукции» между линией передачи и линией регистрации, отнесенной к единице длины, введен коэффициент [37]

$$g = e/Q = 2v^2 \ln(r'/r). \quad (7)$$

Этот коэффициент определяет значение напряжения e , наводимое зарядом Q , и зависит от взаимного расположения проводов.

Напряжение u провода линии передачи относительно земли, имеющего диаметр d и расположенного на высоте h , определяется выражением [37]

$$u = 2v^2 Q \ln(4h/d), \quad (8)$$

«собственная электростатическая индукция» линии передачи на единицу длины будет равна

$$q = u/Q = 1/c = 2v^2 \ln(4h/d),$$

где c - емкость единицы длины линии.

Величины g и q называются взаимным и собственным потенциальными коэффициентами [1].

Из соотношений (7) и (8) получено выражение для напряжения, наведенного в линии регистрации [37]:

$$e = \frac{g}{q} u = \frac{\ln(r'/r)}{\ln(4h/d)} u. \quad (9)$$

Из анализа выражения (9) следует, что напряжение в линии регистрации меньше напряжения на линии передачи. Однако при небольшом расстоянии r напряжение в линии регистрации может достигать больших значений. Так, например, при геометрических параметрах схемы расположения линий в поперечном сечении: $d=8$ мм; $h=10$ м; и $k=5$ м; $r=5$ м; $r'=15$ м значение относительного напряжения в линии регистрации равно $K_e=e/u=13\%$. Выражение расстояния r и r' через расстояние между линиями по поверхности земли a и через высоты подвеса линий h и k и введение приближения для расстояний между линиями больших по сравнению с их высотами $\ln(r'/r) \approx 2hk/a^2$ получено выражение [37]

$$e = \frac{2u}{\ln(4h/d)} \frac{hk}{a^2 + h^2 + k^2} \approx \frac{2u}{\ln(4h/d)} \frac{hk}{a^2}.$$

Таким образом, напряжение, наводимое линией передачи на линии регистрации, пропорционально произведению высот подвеса обеих линий и приближенно обратно пропорционально квадрату расстояния между ними.

Для двух линий, подвешенных на тех же высотах, что и рассмотренные в предыдущем примере, но при расстоянии между ними $a=30$ м, относительная величина напряжения составит $K_e=1,15\%$. При высоких напряжениях это значение слишком велико.

Двухпроводные и трехфазные линии. Потенциал двухпроводной линии определяется с помощью выражения для потенциала однопроводной линии. Провода воздушной линии (рис. 47) создают такое же поле, как и однопроводная линия вместе с ее изображением. Расстояние между проводами двухпроводной линии равно s , напряжение между проводами линии – u , а напряжение между проводом однопроводной линии и его изображением равно $2u$.

С помощью замены расстояний r и r' на ρ и ρ' с помощью (6) и (7) получено выражение для потенциала двухпроводной линии

$$p = \frac{u/2}{\ln(2s/d)} \ln(\rho'/\rho).$$

Если расстояние s в сравнении с расстояниями ρ и ρ' мало, то для удобства анализа с достаточной точностью можно ввести новые переменные

$$\rho = r - 0,5s \cos \varphi; \quad \rho' = r + 0,5s \cos \varphi;$$

где r – расстояние от линии регистрации до середины расстояния между линиями передачи; φ – угол между осью симметрии поля первичной линии и направлением на вторичную линию (рис. 47). С использованием еще дополнительного упрощения [37]

$$\ln(\rho'/\rho) = \ln\left(\frac{1+s \cos \varphi / 2r}{1-s \cos \varphi / 2r}\right) \approx \frac{s \cos \varphi}{r},$$

уравнение потенциала примет упрощенную форму:

$$p = \frac{us}{2\ln(2s/d)} \frac{\cos\varphi}{r}. \quad (10)$$

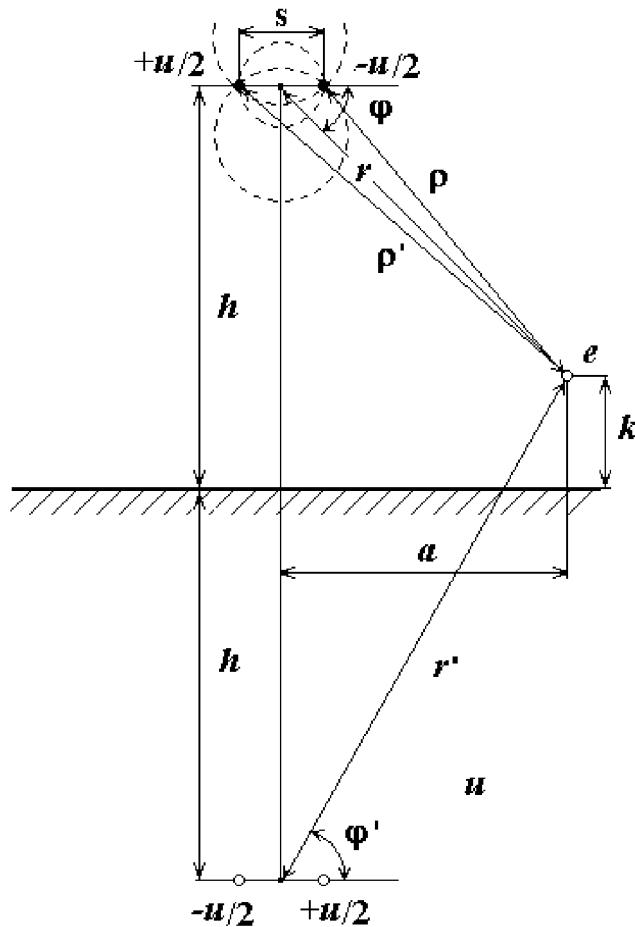


Рис. 47. Двухпроводная линия

Из (10) следует, что если линия регистрации находится в плоскости симметрии поля линии передачи, т.е. $\varphi=0$, то влияние линии передачи на линию связи максимально. В плоскости, перпендикулярной к названной и проходящей посередине между проводами линии передачи (рис. 47) это соответствует линии, подвешенной на той же опоре, влияние линии передачи на линию регистрации полностью отсутствует. Из анализа выражений (7) и (10) следует, потенциал двухпроводной линии убывает значительно быстрее, чем однопроводной линии. С учетом действием изображения линий полное напряжение, наведенное в линии регистрации, будет равно

$$e = \frac{us}{2\ln(2s/d)} \left(\frac{\cos\varphi}{r} - \frac{\cos\varphi'}{r'} \right).$$

Действие трехфазной линии на некотором расстоянии от нее можно рассматривать как совокупное действие трех двухпроводных линий, принимая, однако, во внимание, что каждый провод учитывается дважды. Таким образом, влияние трехфазной линии на линию регистрации можно рассматривать как сумму отдельных двухпроводных линий, которую необходимо разделить пополам. Особенно прост случай, когда провода трехфазной линии передачи расположены в вершинах равностороннего треугольника, как показано на рис. 48, поскольку в этом случае каждый провод находится в нейтральной зоне поля, создаваемого двумя другими проводами линии. При таком симметричном расположении проводов ось поля равномерно вращается. Формула (10) позволяет определить «вращающейся» потенциал трехфазной линии в достаточно удаленных от нее точках. Ось поля характеризуется углом

$$\varphi = \psi + w \cdot t,$$

где ψ – начальное значение угла; w – скорость вращения; t – время.

Необходимо отметить, что расстояние r в выражении (10) в этом случае обозначает среднее расстояние между линиями (рис. 48). Таким образом, трехфазная и однофазная линии при одинаковых напряжениях на них и при одинаковых расстояниях между проводами оказывают одинаковое влияние. Однако поле трехфазной линии вращается вокруг нее, тогда как поле однофазной линии пульсирует. Следовательно, величина напряжения, наведенного трехфазной линией в линии связи, не зависит от угла φ , который определяет только фазу напряжения.

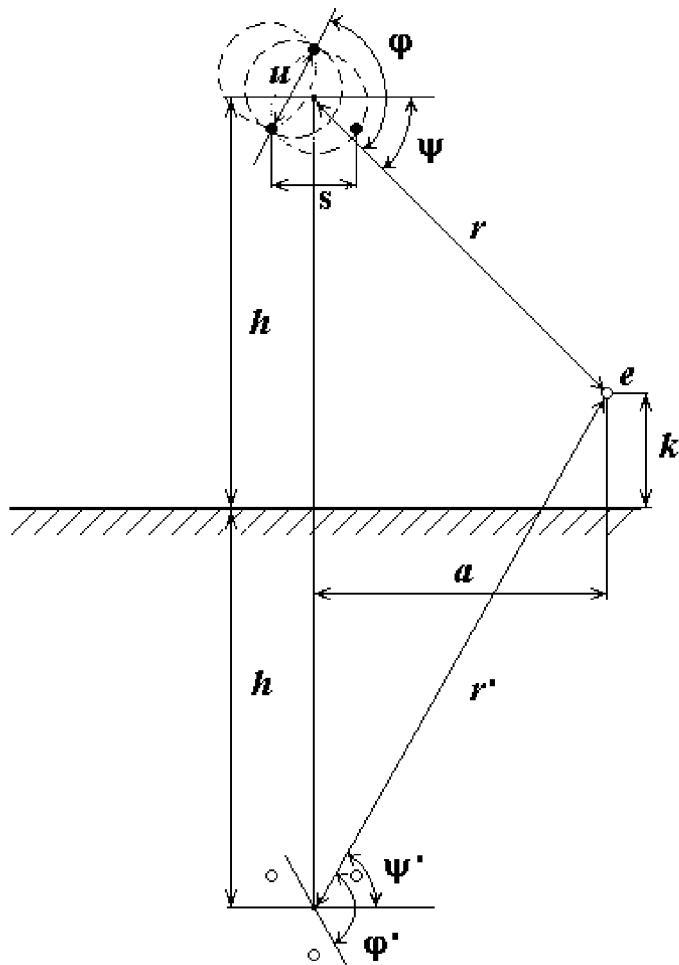


Рис. 48. Трехпроводная линия

Для линий регистрации, подвешенных на тех же опорах, что и линии передачи, углы ψ и ψ' и, соответственно, φ и φ' практически равны. При замене переменных r и r' через высоты подвеса линий, получено выражение

$$e = \frac{u}{\ln(2s/d)} \frac{sk}{(h^2 - k^2)} \cos(\omega t + \psi). \quad (11)$$

При параметрах линии передачи $s = 2 \text{ м}$, $d = 8 \text{ мм}$, $h = 10 \text{ м}$ и $k = 5 \text{ м}$ относительное напряжение, наведенное на линии связи, составит $K_e = 2,2 \%$.

Для удаленной линии регистрации расстояния r и r' приближенно равны расстоянию a , углы φ и φ' практически равны, а углы ψ и ψ' очень малы.

При этих условиях получено выражение для напряжения, наведенного на линии [37]:

$$e = \frac{u}{\ln(2s/d)} \frac{sk}{a^2} \sin(\omega t + \psi). \quad (12)$$

Это напряжение также обратно пропорционально квадрату расстояния и прямо пропорционально высоте подвеса линии регистрации и расстоянию между проводами линии передачи, но не зависит от высоты подвеса ее над землей. При расстоянии между линиями $a = 30 \text{ м}$ и при остальных параметрах предыдущего примера наведенное относительное напряжение будет составлять $K_e = 0,16\%$. Таким образом, наводимое напряжение от трехфазной линии, меньше чем от однофазной линии. Согласно выражению (12), это напряжение сдвинуто по фазе на четверть периода в сравнении с напряжением, наведенным на линии регистрации, подвешенной на опорах линии передачи (11), что полностью соответствует изменению направления радиус-вектора r на пространственной диаграмме силовых линий.

Замыкание трехфазных линий на землю. При замыкании на землю одного из проводов трехфазной линии его потенциал становится равным нулю, а потенциалы неповрежденных проводов увеличиваются. Кроме того, при замыкании в сети возникают помехи. Поскольку линейные напряжения при замыкании не изменяются, то изменение режима описывается как результат наложения на всю систему однофазного потенциала - $u/\sqrt{3}$. Напряжение или потенциал каждого из трех проводов создается как его собственным зарядом, так и суммой зарядов двух других проводов. При применении ко всем трем проводам выражения (6), получено выражение для наведенного напряжения [37]:

$$e = \frac{\ln(r'/r)}{\ln\left(4h/\sqrt[3]{4ds^2}\right)} \frac{u}{\sqrt{3}},$$

а при больших расстояниях между линиями это выражение принимает следующий вид:

$$e = \frac{2E}{\sqrt{3} \ln\left(4h/\sqrt[3]{4ds^2}\right)} \frac{hk}{(a^2 + h^2 + k^2)}.$$

Для численных значений параметров предыдущих примеров и при расположении обеих линий на одной опоре наведенное относительное напряжение составит $K_e=14,7\%$, а при расстоянии между ними 30 м – $K_e=1,3\%$. Из расчетов следует, что эти напряжения в несколько раз больше тех, которые наводятся на линии связи неповрежденной трехфазной линией.

2.5 Функциональные схемы приборов для контроля аварийных режимов воздушных линий электропередачи

На основе проведенного анализа существующих методов и средств измерения, представленных в пунктах 2.2 и 2.3, а также теоретических положений электротехники, изложенных в пункте 2.4, была разработана функциональная схема прибора для регистрации аварийных режимов [53, 54], которая представлена на рис. 49. Прибор содержит блок первичной обработки информации, в состав которого входят датчики двух величин: напряженности электрической поля E и индукции магнитного поля B . Датчики электрического поля представляют собой конденсаторы емкостью C , а датчики магнитного поля представляют собой катушки индуктивности с ферромагнитным сердечником. При монтаже системы конденсаторы монтируются таким образом, чтобы обкладки конденсатора были перпендикулярны вектору напряженности E , а ось катушки совпадала с вектором индукции B . Датчики 1 и 2, регистрируют суммарную напряженность электрического поля E , созданную всеми проводами линии. Датчики 1 и 2 устанавливаются в плоскости, которая перпендикулярна проводам ВЛЭП, с угловым относительным смещением ϕ по окружности, центр которой совпадает с центром окружности, проходящей через центры попечечных сечений трех проводов. Датчик магнитного поля 3, регистрирует индукцию магнитного поля B , созданную проводами линии, и установлен таком образом, что ось ферромагнитного сердечника совпадает с окружностью, центр которой совпадает с центром проходящей через три провода описанной окружности. Кроме того, блок первичной обработки информации содержит датчик тока короткого замыкания (КЗ) по опоре ВЛЭП 4, который регистрирует магнитное поле тока КЗ. Датчик 4 выполнен в виде катушки индуктивности с замкнутым вокруг опоры ВЛЭП ферромагнитным проводом.

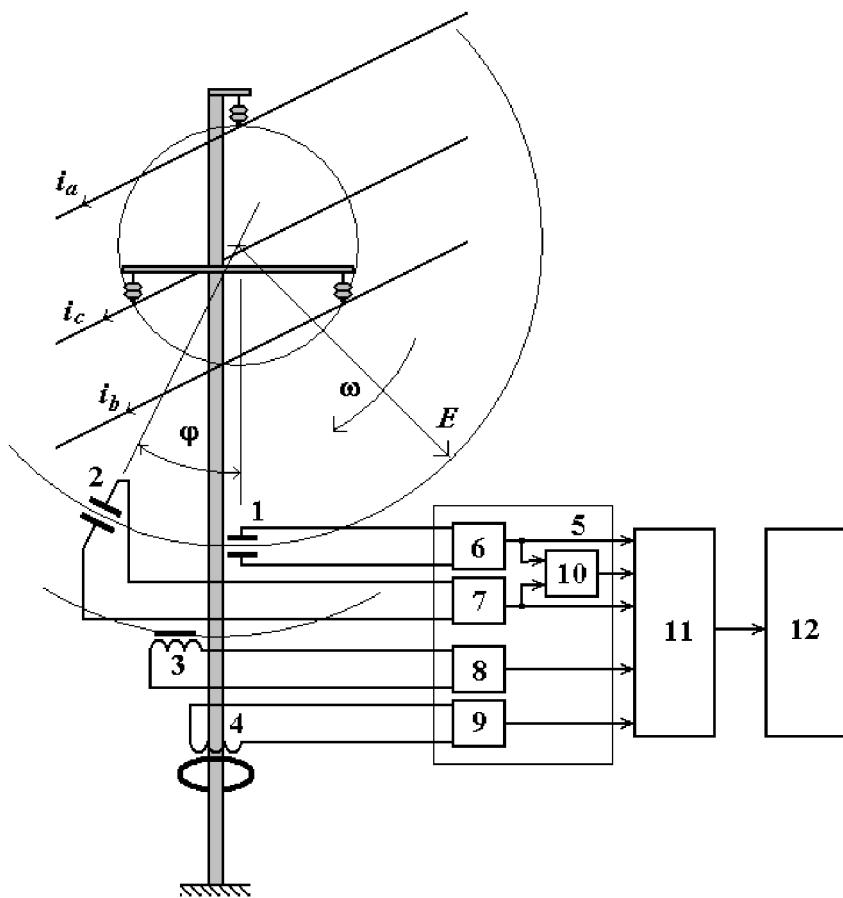


Рис. 49. Функциональная блок-схема прибора

Сигналы с датчиков 1, 2, 3, 4 поступают на входы блока обработки сигналов 5, который содержит набор усилителей 6, 7, 8, 9 и устройство определения сдвига фаз сигналов 10, на вход которого поступают сигналы с усилителей 6 и 7. При нормальном режиме вектор электрического поля E вращается с угловой скоростью $\omega = 2\pi f$ относительно центра окружности, проходящей через три провода ВЛЭП. Сигналы датчиков электрического поля 1 и 2 отличаются сдвигом фаз φ , определяющимся угловым смещением. Необходимо отметить, что вращение вектора электрического поля E обусловлено временным сдвигом фаз напряжений в трехфазной системе и пространственным расположением проводов [30, 37]. Поэтому в нормальном режиме работы воздушной линии на выходе устройства определения сдвига фаз сигналов 10 инициируется единичный сигнал. При работе двух фаз вектор электрического поля пульсирует, но не вращается и его значе-

ние максимально по направлению линии, проходящей через оси проводов двух работающих фаз, а минимально по направлению оси симметрии этих двух проводов. Поэтому по анализу сигналов с усилителей 6 и 7 можно определить фазу, в которой произошел обрыв. Устройство определения сдвига фаз сигналов 10 позволяет повысить достоверность распознавания двух режимов: режим нормального функционирования ВЛЭП и режим полного отключения сети. Поскольку в трехфазной системе при нормальной работе суммы токов и напряжений близки к нулю, а при полном отключении сети суммы токов и напряжений равны нулю, т.е. отличаются незначительно, то при некоторых случайных факторах распознать два режима с помощью сигналов с датчиков 1, 2 и 3 практических сложно. Сигналы с усилителей 6, 7, 8, 9 и устройства определения сдвига фаз сигналов 10 поступают на блок обработки информации 11. Сигналы об аварийном режиме и его координате с блока 11 передаются с помощью блока передачи информации 12, выполненного в виде GSM/GPRS модема, на диспетчерский пункт. Сигнал с блока обработки информации 11 в нормальном режиме не инициирует передачу информации на диспетчерский пункт. Если происходит аварийный режим (например, замыкание одной фазы по опоре на землю), то соответственно изменяются сигналы на выходах датчиков 1, 2, 3 и 4. Кроме того, в этом случае отсутствует сигнал на выходе устройства 10. Эта комбинация сигналов обрабатывается блоком 11 и вырабатывается сигнал, соответствующий аварийному режиму. Этот сигнал инициирует передачу информации блоком 12 на диспетчерский пункт. Конструктивно блок обработки информации может быть выполнен в двух вариантах: на основе жесткой логики и на базе нейрокомпьютера. Схема на жесткой логике значительно проще реализуется технически, но имеет ограниченные функциональные возможности, а именно не адаптируется к изменению внешних условий. Внешние условия, это в основном климатические условия оказывают влияние на значения токов короткого замыка-

ния. Нейрокомпьютерный блок позволяет адаптировать свои параметры по изменению внешних условий.

На рис. 50 приведена функциональная блок-схема прибора с двухкоординатным датчиком магнитного поля. В отличие от рассмотренного выше устройства (рис. 49) в данном случае датчики электрического поля представляют собой конденсаторы ёмкостью C , а в качестве датчика магнитного поля используется магниторезистор [8, 43], который измеряет индукцию магнитного поля в двух перпендикулярных направлениях. Датчики 1 и 2, регистрируют суммарную вертикальную напряженность электрического поля E , а датчик магнитного поля регистрирует индукцию магнитного поля B по двум координатам [8].

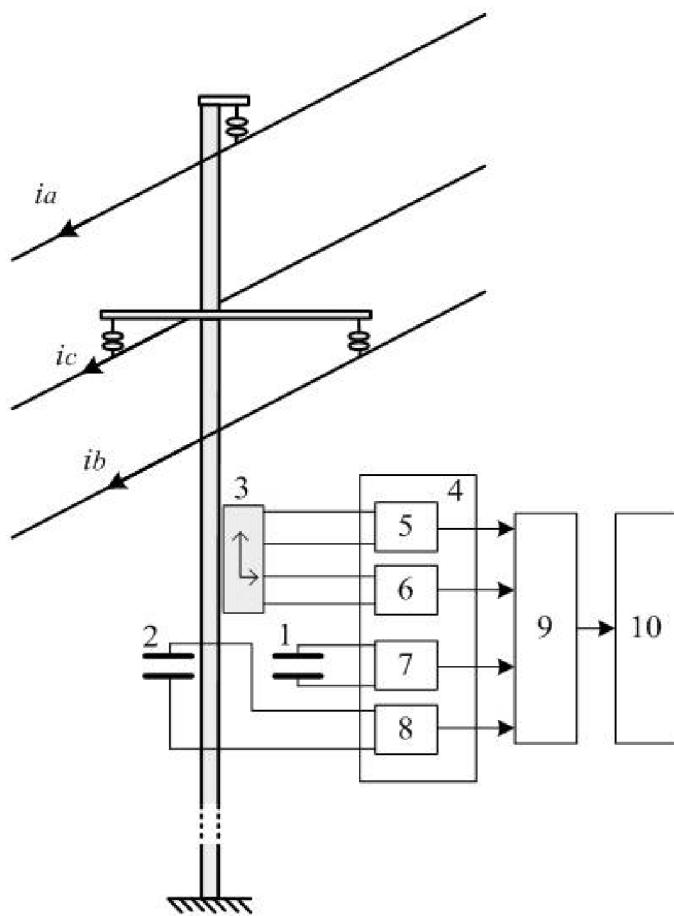


Рис. 50. Функциональная блок-схема прибора

На рис. 51 изображена блок-схема алгоритма функционирования данного прибора.

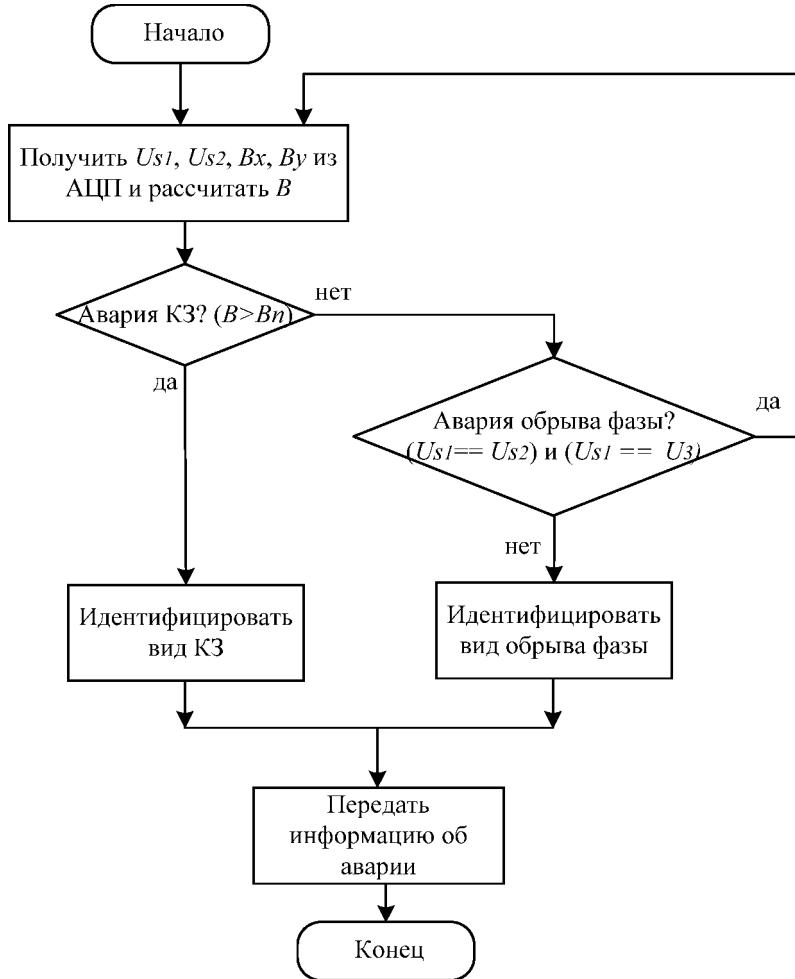


Рис. 51. Алгоритм общей идентификации аварийных режимов

2.5.1 Синтез логического блока обработки информации

На основе проведенного анализа определены идентификационные признаки аварийных режимов воздушных линий электропередачи [51], которые представлены в форме таблицы 8. С помощью измерительных преобразователей 1-5 (рис. 49) регистрируются уровни физических величин – напряжений и токов. Однако для проектирования логической схемы необходима информация в двоичном коде. Для перевода аналоговой информации в двоичный код были использованы трехуровневые пороговые устройства [36], которые преобразуют уровни аналоговых информационных сигналов в двоичный код. Такое устройство (рис. 52) содержит три компаратора – триггера Шмитта, которые выполнены на операционных усилите-

лях ОУ₁-ОУ₃. Пороги срабатывания на уровни напряжения U_1-U_3 настраиваются с помощью потенциометров R_1-R_3 . Уровни напряжения U_1-U_3 пороговым устройством преобразуются в двоичные сигналы X_1-X_3 (соответствие сигналов описывается таблицей 9). Аналогично устроено пороговое устройство, подключенное к измерительному преобразователю суммарного тока во всех проводах линии. Выходные двоичные сигналы обозначены переменными X_4-X_6 (таблица 9). Таким образом, информацию таблицы 8 можно представить в двоичном коде. Из таблиц 8 и 9 получена таблица 10 аварийных режимов ВЛЭП в двоичном коде, которая является основой для проектирования логической схемы распознавания аварийных режимов. Из анализа содержания таблицы 10 следует, что три пары аварийных режимов – обрыв одной и двух фаз, короткое замыкание одной и двух фаз, обрыв или КЗ трех фаз после места аварии имеют одинаковые идентификационные признаки, и поэтому эти одинаковые признаки могут быть объединены. Необходимо отметить, что пороговые уровни для каждого конкретного случая могут иметь другие значения, а также могут быть и дополнительные датчики и, соответственно, уровни срабатывания.

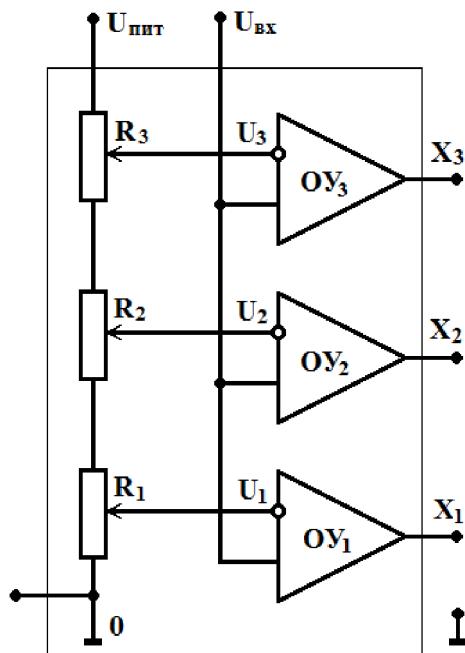


Рис. 52. Трехуровневый компаратор

Таблица 8

Режимы	Напряжённость электрического поля, пропорциональная суммарному напряжению		Индукция магнитного поля, пропорциональная суммарному току	
Нормальный режим	$0 < \sum U_m < 0,1U_m$ $(\sum U_m \approx 0,1U_m)$		$\sum I_m \approx 0,1I_m$	
Аварийные режимы	До места аварии	После места аварии	До места аварии	После места аварии
Обрыв одной фазы	$\sum U_m \approx 0,1U_m$	$\sum U_m \approx U_m$	$\sum I_m \approx I_m$	$\sum I_m \approx I_m$
Обрыв двух фаз	$\sum U_m \approx 0,1U_m$	$\sum U_m \approx U_m$	$\sum I_m \approx I_m$	$\sum I_m \approx I_m$
Обрыв трёх фаз	$\sum U_m \approx 0,1U_m$	$\sum U_m \approx 0$	$\sum I_m \approx 0$	$\sum I_m \approx 0$
КЗ одной фазы	$\sum U_m \approx \sqrt{3}U_m$	$\sum U_m \approx \sqrt{3}U_m$	$\sum I_m \gg I_m$	$\sum I_m \approx I_m$
КЗ двух фаз	$\sum U_m \approx \sqrt{3}U_m$	$\sum U_m \approx \sqrt{3}U_m$	$\sum I_m \gg I_m$	$\sum I_m \approx I_m$
КЗ трёх фаз	$\sum U_m \approx 0$	$\sum U_m \approx 0$	$\sum I_m \gg I_m$	$\sum I_m \approx 0$

Таблица 9

U_{вх}	X₁	X₂	X₃
0	0	0	0
U₁	1	0	0
U₂	1	1	0
U₃	1	1	1
I_{вх}	X₄	X₅	X₆
0	0	0	0
I₁	1	0	0
I₂	1	1	0
I₃	1	1	1

В таблицу 10 логических сигналов введен выходной сигнал с датчика фазы, обозначенный переменной ϕ . В общую логическую схему введен сигнал с датчика короткого замыкания по опоре, обозначенный перемен-

ной $I_{\text{оп}}$. С учетом этого приведена таблица 11, в которой обозначены выходные сигналы логической схемы.

Таблица 10

Режимы работы сети	Логические сигналы на выходах пороговых устройств и датчика фазы													
	До места аварии							После места аварии						
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	φ	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	φ
Нормальный	1	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1
Обрыв одной фазы	1	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0
Обрыв двух фаз	1	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0
Обрыв трех фаз	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
K3 одной фазы	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0
K3 двух фаз	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0
K3 трех фаз	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 11

Режимы работы сети	Обоз. вых. схемы
Нормальный	Y ₁
Обрыв одной или двух фаз до места аварии	Y ₂
Обрыв одной или двух фаз после места аварии	Y ₃
Обрыв трех фаз до места аварии	Y ₄
Обрыв или K3 трех фаз после места аварии	Y ₅
K3 одной или двух фаз до места аварии	Y ₆
K3 одной или двух фаз после места аварии	Y ₇
K3 трех фаз до места аварии	Y ₈
K3 по опоре	Y ₉
Общая авария	Z

С учетом объединения общих идентификационных признаков и введения обозначений выходных сигналов проектируемой логической схемы

составлена таблица 11, которая является информационной основой для проектируемой схемы.

Таблица 12

Обоз. вых. сигналов	Обозначение вх. сигналов						
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	φ
Y ₁	1	0	0	1	0	0	1
Y ₂	1	0	0	1	1	0	1
Y ₃	1	1	0	1	1	0	0
Y ₄	1	0	0	0	0	0	1
Y ₅	0	0	0	0	0	0	0
Y ₆	1	1	1	1	1	1	0
Y ₇	1	1	1	1	1	0	0
Y ₈	0	0	0	1	1	1	0

С помощью методики синтеза [36] разработана логическая схема, позволяющая распознавать аварийные режимы. Минимизацию схемы выполнять нецелесообразно, поскольку она сравнительно проста и выходные сигналы логических элементов «И» соответствуют конкретным аварийным режимам. Логическая схема может быть выполнена на логических элементах (рис. 53) или на базе микроконтроллера. Для реализации логических функций на микроконтроллере необходимы логические уравнения, которые следуют из таблицы 12. Данные уравнения имеют следующий вид:

$$z = y_1 \vee y_2 \vee y_3 \vee y_4 \vee y_5 \vee y_6 \vee y_7 \vee y_8 \vee y_9$$

$$y_1 = x_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 x_4 \bar{x}_5 \bar{x}_6 x_7$$

$$y_2 = x_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 x_4 x_5 \bar{x}_6 x_7$$

$$y_3 = x_1 x_2 \bar{x}_3 x_4 x_5 \bar{x}_6 \bar{x}_7$$

$$y_4 = x_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 \bar{x}_4 \bar{x}_5 \bar{x}_6 x_7$$

$$y_5 = \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 \bar{x}_4 \bar{x}_5 \bar{x}_6 \bar{x}_7$$

$$y_6 = x_1 x_2 x_3 x_4 x_5 x_6 \bar{x}_7$$

$$y_7 = x_1 x_2 x_3 x_4 x_5 \bar{x}_6 \bar{x}_7$$

$$y_8 = \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 x_4 x_5 x_6 \bar{x}_7$$

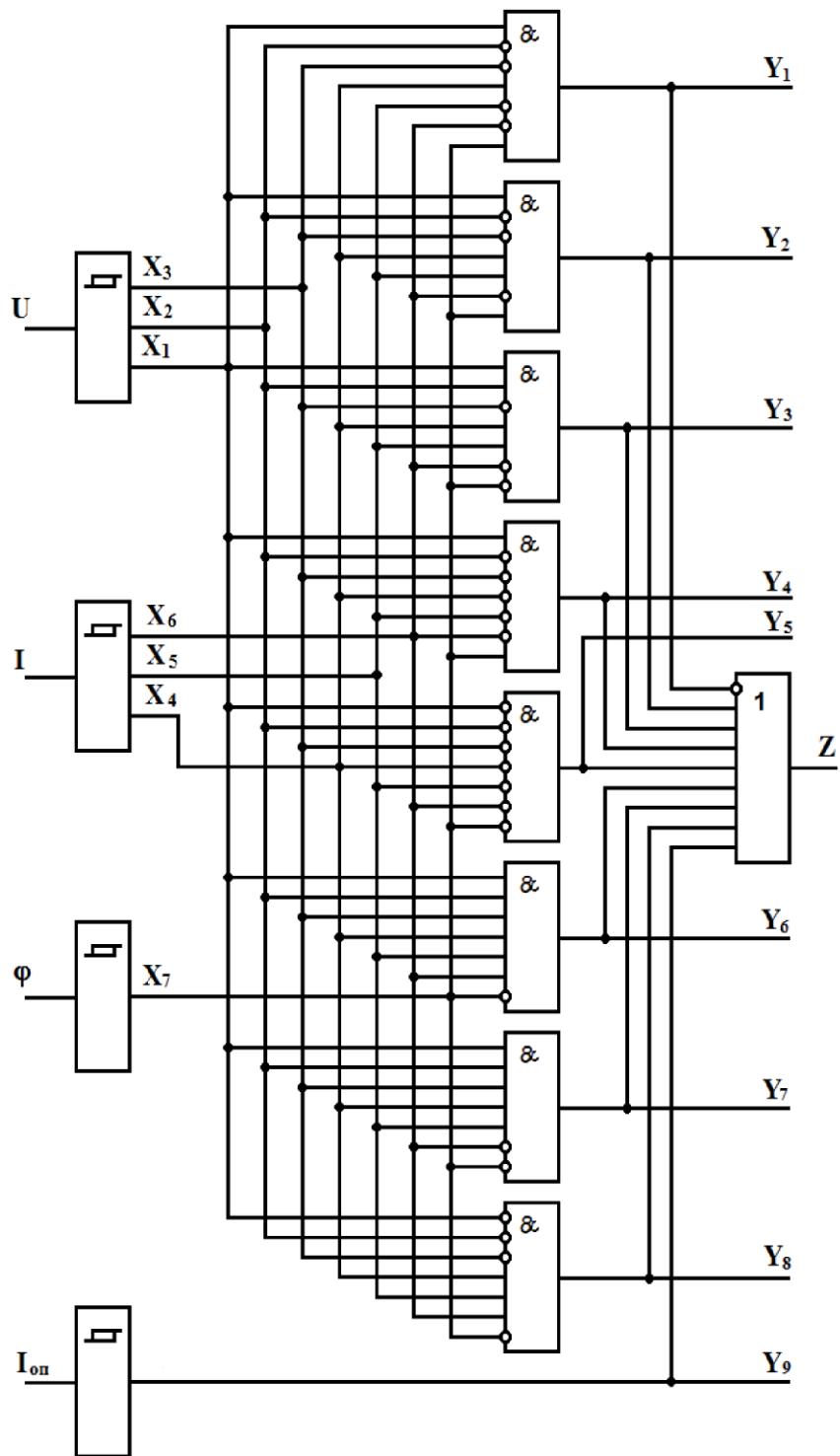


Рис. 53. Схема логического устройства распознавания

Необходимо отметить, что логические уравнения необходимы для проведения анализа по надежности срабатывания устройства.

Место аварии может быть определено по сравнению кодов аварийных режимов датчиков, установленных на соседних опорах.

2.5.2 Нейрокомпьютерный блок обработки информации

Из анализа структурной схемы устройства распознавания и его работы следует, что это устройство работает с нечеткой информацией, а именно пороги срабатывания компараторов зависят от места установки, времени года и других внешних факторов. Поэтому это устройство должно корректировать свои параметры или должно выполнять операцию обучения, т.е. устройство должно быть интеллектуальным. Для решения этой задачи целесообразно использовать нейронные сети [33, 45], которые позволяют выполнять операции обучения при различных не формализованных возмущающих воздействиях. Для обоснованного выбора нейронной сети приведены основы теории нейронных сетей [41].

Каждый искусственный нейрон характеризуется своим текущим состоянием по аналогии с нервными клетками головного мозга, которые могут быть возбуждены или заторможены. Искусственный нейрон обладает группой *синапсов* – односторонних входных связей, соединенных с выходами других нейронов, а также имеет *аксон* – выходную связь данного нейрона, с которой сигнал (возбуждение или торможение) поступает на синапсы следующих нейронов. Общий вид искусственного нейрона приведен на рис. 54.

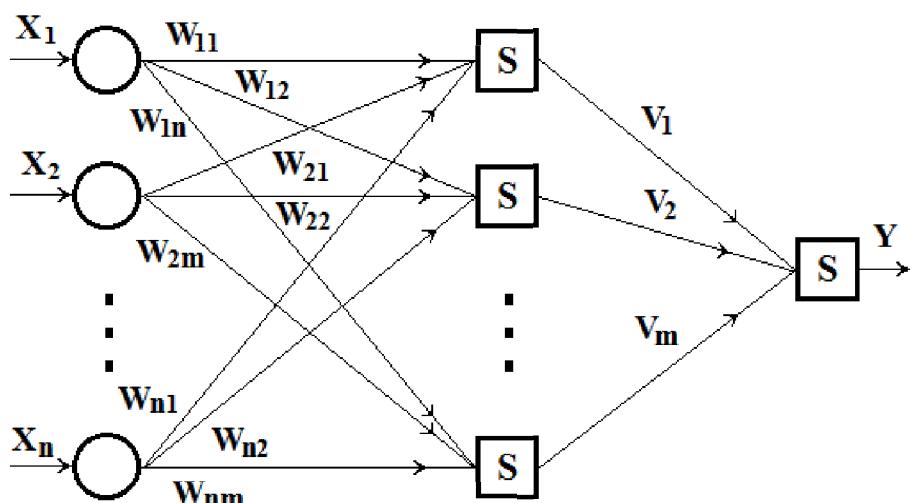


Рис. 54. Общий вид искусственного нейрона

Искусственный нейрон в первом приближении имитирует свойства биологического нейрона. Множество входных сигналов x_1, x_2, \dots, x_n в совокупности обозначаются вектором X . Каждый синапс характеризуется величиной *синаптической связи* или *ее весом* w_i .

Каждый сигнал умножается на соответствующий вес w_1, w_2, \dots, w_n , и поступает на суммирующий блок. Множество весов в совокупности обозначаются вектором W . Суммирующий блок складывает взвешенные входы алгебраически, создавая величину S . Таким образом, текущее состояние нейрона определяется как взвешенная сумма его входов:

$$S = \sum_{i=1}^n x_i \cdot w_i. \text{ Выход нейрона есть функция его состояния: } y=f(S), \text{ где } f -$$

активационная функция, более точно моделирующая нелинейную передаточную характеристику биологического нейрона и предоставляющая нейронной сети большие возможности. В нейронных сетях используется несколько активационных функций [41]. На практике наибольшее распространение получила логистическая функция.

Логистическая функция, или *сигмоид*, $f(s) = \frac{1}{1 + e^{-as}}$ непрерывно

заполняет своими значениями диапазон от 0 до 1; параметр a всегда положителен. При уменьшении параметра график сигмоида становится более пологим, в пределе при $a=0$ вырождаясь в горизонтальную линию на уровне 0,5, при увеличении параметра a график сигмоида приближается к виду функции единичного скачка с порогом 0. Следует отметить, что сигмоидальная функция дифференцируема на всей оси абсцисс, что позволяет использовать ее в алгоритмах обучения с операцией дифференцирования. Кроме того, она обладает свойством усиливать слабые сигналы и предотвращает насыщение от больших сигналов, так как они соответствуют тем областям аргументов, где сигмоид имеет пологий наклон.

Пороговая функция ограничивает активность нейрона значениями 0 или 1 в зависимости от величины комбинированного входа s . Как правило, входные значения в этом случае также используются бинарные: $x_i \in \{0,1\}$. Часто пороговое значение, называемое смещением, вычитается из величины комбинированного входа и эта операция представляется функцию в математически эквивалентной форме:

$$s = w_0 + \sum_{i=1}^n x_i \cdot w_i, \quad f(s) = \begin{cases} 0, & s < 0; \\ 1, & s \geq 0. \end{cases}$$

где $w_0 = -\Theta$ – величина смещения, взятая с противоположным знаком.

Смещение обычно интерпретируется как связь, исходящая от элемента, значение которого равно 1. Комбинированный вход тогда можно представить в виде $s = \sum_{i=0}^n x_i \cdot w_i$, где x_0 всегда считается равным 1.

На основании анализа работы нейронной сети можно сделать следующий вывод: задача распознавания аварийных режимов может быть решена с помощью искусственных нейронных сетей, поскольку они позволяют выполнять пороговые функции, причем с большими функциональными возможностями, а трехуровневый компаратор реализуется выбором значений синаптической связи.

Классификация и свойства нейросетей. Однослойные искусственные нейронные сети. Хотя один нейрон и способен выполнять простейшие процедуры распознавания, сила нейронных вычислений проистекает от соединений нейронов в сетях. Однослойную нейронную сеть, как правило, называют персептроном, в котором каждый персептронный нейрон в качестве активационной функции использует единичный скачок (пороговую функцию). Простейшая сеть изображена на рис. 54. Вершины слева служат лишь для распределения входных сигналов. Они не выполняют каких-либо вычислений, и поэтому не считаются слоем. По этой причине они обозначены кругами, чтобы отличать их от

вычисляющих нейронов, обозначенных квадратами. Каждый элемент из множества входов X соединен с каждым искусственным нейроном отдельной связью, которой приписан вес. А каждый нейрон выдает взвешенную сумму входов в сеть. В искусственных и биологических сетях многие соединения могут отсутствовать, на рисунке все соединения показаны в целях общности. Могут иметь место также соединения между выходами и входами элементов в слое. Удобно считать веса элементами матрицы W . Матрица имеет n строк и m столбцов, где n – число входов, а m – число нейронов. Например, w_{23} – это вес связи второго входа с третьим нейроном. Таким образом, вычисление выходного вектора Y , компонентами которого являются выходы y_i нейронов, сводится к матричному умножению $Y=X \times W$.

В проектируемом устройстве распознавания логическая схема содержит один слой логических элементов «И» и, следовательно, для реализации логической схемы с помощью нейросети достаточно одного слоя, т.е. задача сравнительно простая. Однако в дальнейшем при расширении функций распознавания число слоев может быть увеличено.
На рис. 55 представлено нейросетевое устройство распознавания аварийных режимов.

Обучение искусственных нейронных сетей. Сеть обучается, чтобы для некоторого множества входов получать необходимое множество выходов. Каждое такое входное (или выходное) множество рассматривается как вектор. Обучение осуществляется путем последовательного предъявления входных векторов с одновременной подстройкой весов в соответствии с определенной процедурой. В процессе обучения веса сети постепенно становятся такими, чтобы каждый входной вектор вырабатывал выходной вектор. Различают алгоритмы обучения с учителем и без учителя.

Обучение с учителем предполагает, что для каждого входного вектора существует целевой вектор, представляющий собой требуемый выход.

Вместе они называются *обучающей парой*. Обычно сеть обучается на некотором числе таких обучающих пар. Предъявляется выходной вектор, вычисляется выход сети и сравнивается с соответствующим целевым вектором, разность (ошибка) с помощью обратной связи подается в сеть, и веса изменяются в соответствии с алгоритмом, стремящимся минимизировать ошибку. Векторы обучающего множества предъявляются последовательно, для каждого вектора вычисляются ошибки и подстраиваются веса до тех пор, пока ошибка по всему обучающему массиву не достигнет приемлемо низкого уровня.

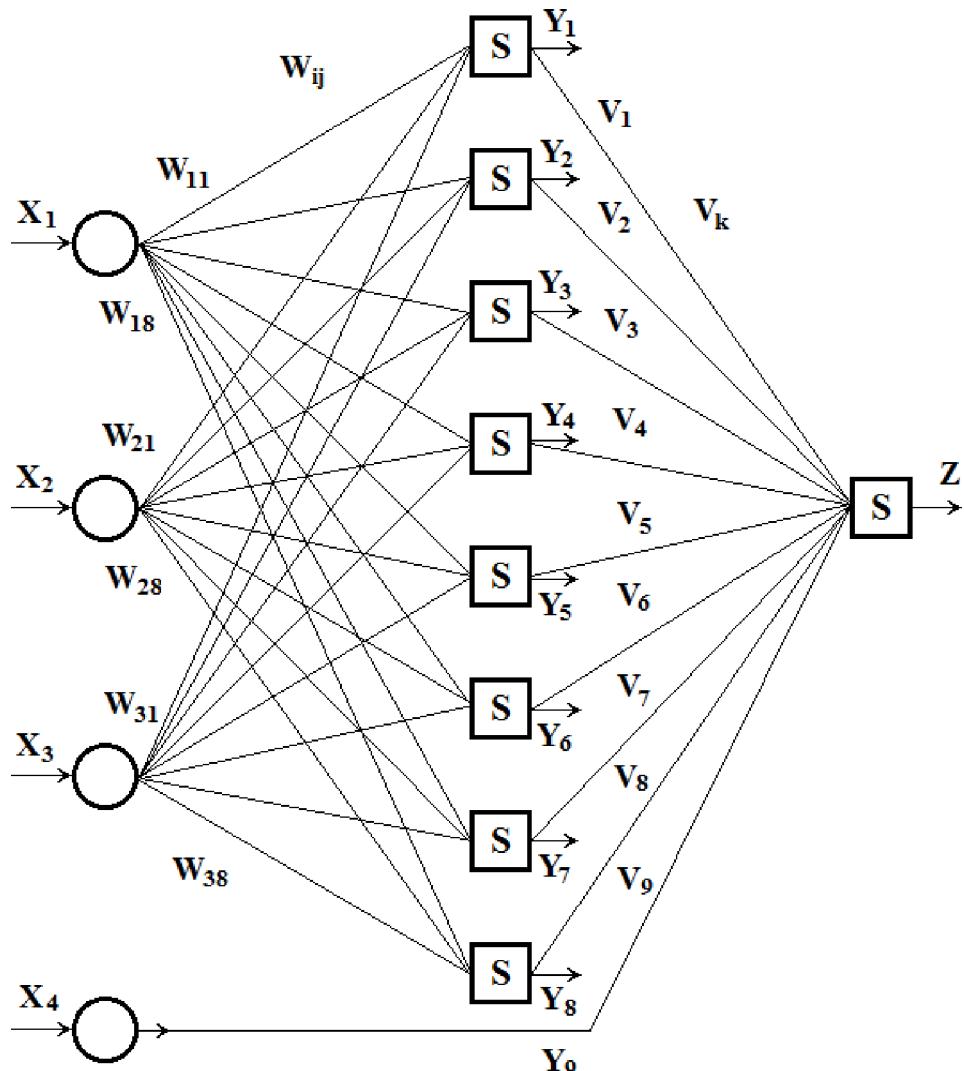


Рис. 55. Нейросетевое устройство распознавания аварийных режимов

Обучение без учителя не нуждается в целевом векторе для выходов и,

следовательно, не требует сравнения с предопределенными идеальными ответами. Обучающее множество состоит лишь из входных векторов. Обучающий алгоритм подстраивает веса сети так, чтобы получались согласованные выходные векторы, т.е. чтобы предъявление достаточно близких входных векторов давало одинаковые выходы. Процесс обучения, следовательно, выделяет статистические свойства обучающего множества и группирует сходные векторы в классы. Предъявление на вход вектора из данного класса даст определенный выходной вектор, но до обучения невозможно предсказать, какой выход будет производиться данным классом входных векторов. Следовательно, выходы подобной сети должны трансформироваться в некоторую понятную форму, обусловленную процессом обучения.

Алгоритм обучения персептрона. При условии, что персептрон имеет дополнительный вход x_0 , который всегда равен 1, пороговое смещение определяется выражением:

$$\Theta = 0 \quad y = f(s) = \begin{cases} 0, s < 0; \\ 1, s \geq 0. \end{cases}$$

Обучение персептрона состоит в подстройке весовых коэффициентов w_i , где $i=0, 1, \dots, n$. Обученный персептрон способен разделять требуемое множество образов на два класса. (К первому классу относятся входные образы, для которых на выходе персептрона получено нулевое значение, ко второму классу – образы, для которых получено единичное значение.)

Обучение персептрона – это обучение с учителем, т.е. должен существовать набор векторов (X^k, y_k) , $k = 1, 2, \dots, p$, называемый *обучающей выборкой*. Здесь $X^k = (x_0^k, x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k)$, $k=1, 2, \dots, p$ – примеры входных образов, для которых заранее известна их принадлежность к одному из двух данных классов. Персептрон называется обученным на данной обучающей выборке, если при подаче на вход каждого вектора X^k на выходе каждый раз по-

лучается соответствующее значение $y_k \in \{0,1\}$. Предложенный Ф. Розенблатом метод обучения состоит в итерационной подстройке весовых коэффициентов w_i , последовательно уменьшающей выходные ошибки.

Алгоритм обучения включает несколько шагов:

Шаг 0. Проинициализировать весовые коэффициенты w_i , $i=0, 1, \dots, n$ небольшими случайными значениями, например, из диапазона [-0,3; 0,3].

Шаг 1. Подать на вход персептрана один из обучающих векторов X^k и вычислить его выход y .

Шаг 2. Если выход правильный ($y=y_k$), перейти к шагу 4. Иначе вычислить ошибку – разницу между верным и полученным значениями выхода: $\delta = y_k - y$.

Шаг 3. Весовые коэффициенты модифицируются по следующей формуле:

$w_{ij}^{t+1} = w_{ij}^t + v \cdot \delta \cdot x_i$. Здесь t и $t+1$ – номера соответственно текущей и следующей итераций; v – коэффициент скорости обучения ($0 < v \leq 1$); x_i – i -я компонента входного вектора X^k .

Шаг 4. Шаги 1-3 повторяются для всех обучающих векторов. Один цикл последовательного предъявления всей выборки называется эпохой. Обучение завершается по истечении нескольких эпох, когда сеть перестает ошибаться.

Замечание 1. Коэффициент скорости обучения является параметром данного алгоритма. Как правило, его выбирают из диапазона [0,5; 0,7]. В некоторых случаях (при большом объеме обучающей выборки) целесообразно постепенно уменьшать значение v начиная, например, с 1.

Замечание 2. Используемая на шаге 3 формула модифицирует только весовые коэффициенты, отвечающие ненулевым значениям входов x_i^k , поскольку только они влияли на величину $s = \sum_{i=0}^n x_i \cdot w_i$, а следовательно, и на значение y .

Очевидно, что если $y_k > 0$ (получен неправильный нулевой выход вместо единичного сигнала), то, поскольку $\delta > 0$ весовые коэффициенты (а вместе с ними и величина s) будут увеличены и тем самым уменьшат ошибку. В противном случае весовые коэффициенты и сумма s будут уменьшены, приближая тем самым y к значению y_k .

Из анализа алгоритмов обучения следует, что для нейросетевого устройства распознавания аварийных режимов целесообразно использовать алгоритм обучения с учителем. Векторы входных сигналов удобно задавать имитируя аварийные режимы и для каждого набора подбирать весовые коэффициенты по приведенному выше алгоритму.

Таким образом, разработанные устройства распознавания вида повреждения на воздушных линиях электропередачи позволяют повысить оперативность и точность определения вида аварийного режима на ВЛ и представляют собой сравнительно простые конструкции для установки и эксплуатации.

2.6 Методы и средства диагностики гололедообразования на воздушных линиях электропередачи

Отказы воздушных линий электропередачи по причине гололёдно-ветровых аварий сопровождаются большим объёмом повреждений (ломки опор, нарушение изоляции, разрушение арматуры, обрывы проводов, грозозащитных тросов и т.д.) и требуют значительного времени для восстановления электроснабжения, что может стать причиной существенного материального ущерба и иметь тяжёлые социальные последствия. Несмотря на относительно небольшую продолжительность гололёдного периода в регионах с умеренным климатом, недоотпуск электроэнергии в данный отрезок времени достигает 70-80 % от суммарного аварийного недоотпуска электроэнергии за год [42].

Традиционно при выявлении угрозы обледенения проводов на участках линии, наиболее подверженных метеорологическим воздействиям, выездные бригады оперативно-диспетчерской службы проводят визуальную оценку вида отложений, толщины гололёдных муфт и, в конечном счёте, приблизительно определяют объём намерзаний на проводах. Тем не менее, ввиду очевидных недостатков визуальной диагностики ВЛ в гололёдоопасный период (низкая точность, труднодоступность большинства участков линий в условиях зимнего бездорожья, небольшая продолжительность светового дня и т.д.), на практике всё чаще прибегают к оснащению воздушных линий *устройствами телеметрии гололёдных нагрузок*, позволяющими в режиме реального времени контролировать формирование гололёдно-изморозевых отложений на фазных проводах [26].

В современных приборах для мониторинга гололёдообразования используются *гравитационный (тензометрический), локационный и инструментально-параметрический* методы диагностики.

2.6.1 Гравитационный метод диагностики

Гравитационный метод реализуется посредством прямого измерения гололёдной и гололёдно-ветровой нагрузок на провод с последующим сравнением измеренных величин с наперёд заданными значениями пороговых нагрузок.

Известно устройство для измерения отдельно гололёдной, ветровой и гололёдно-ветровой нагрузок с контролем направления ветра на ВЛЭП [55]. Схема устройства изображается на рис. 56. Прибор содержит три магнитоупругих силоизмерительных датчика 1, 3, 6, каждый из которых подвешен между траверсой П-образной опоры и верхним концом соответствующей гирлянды изоляторов с фазным проводом.

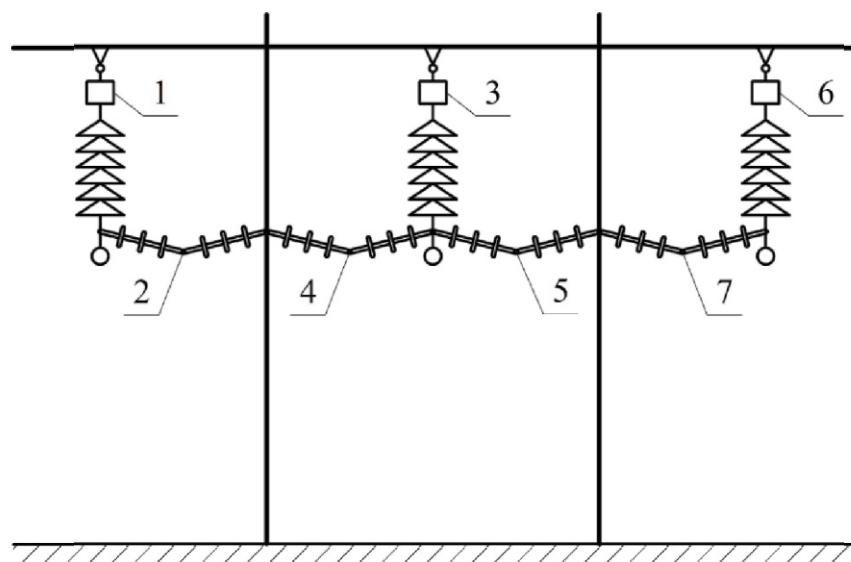


Рис. 56. Устройство для измерения гололёдной и ветровой нагрузок с контролем направления ветра на воздушных ЛЭП

Нижний конец средней гирлянды изоляторов закреплён с двух сторон горизонтальными шарнирными изоляционными распорками 4, 5 врастяжку к обеим стойкам опоры, а концы левой и правой гирлянд изоляторов прикреплены соответственно слева и справа к стойкам опоры такими же изоляционными распорками 2, 7. При ветре слева или справа отклоняется соответственно по ветру левая или правая гирлянда изоляторов с фазным

проводом (при этом положение других гирлянд изоляторов практически не изменяется, т.к. ветровая нагрузка уравновешивается тяжением соответствующих шарнирно соединённых распорок) и её силоизмерительный датчик измеряет гололёдно-ветровую нагрузку, в то время как средняя гирлянда при любом направлении ветра не отклоняется и её датчик всегда измеряет только гололёдную нагрузку.

По величинам гололёдно-ветровой и гололёдной нагрузок нелинейные преобразователи вычисляют фактическую ветровую нагрузку, которая вместе с фактической гололёдной нагрузкой отображается измерительными приборами.

Недостатком данного устройства является то, что в нём, несмотря на реализованное измерение отдельно фактических гололёдной, ветровой и гололёдно-ветровой нагрузок, автоматическая индикация отложений на проводе промежуточного пролёта по величинам этих нагрузок не производится из-за отсутствия порогового устройства и формирователя порогов. К минусам прибора следует отнести и принципиальную невозможность его применения для измерения гололёдной, ветровой и гололёдно-ветровой нагрузок на грозозащитный трос, т.к. в реальных линиях тросов не более двух и их нельзя включить в измерительную схему, требуемую согласно описанию устройства. Кроме того такой прибор имеет ограниченную область применения – только на фазных проводах промежуточных пролётов одноцепных линий с двухстоечными П-образными опорами.

Существует более совершенное по принципу действия и конструкции устройство телеизмерения гололёдной нагрузки на проводах промежуточного пролёта ВЛ [56], которое может применяться на многоцепных линиях с любыми типами опор.

Принципиальная схема данного устройства (рис. 57) включает в себя два силоизмерительных датчика 1, 2, два канала телепередачи 3, 4, двухвходовый компаратор 5, три функциональных преобразователя 6, 7, 9,

формирователь регулируемого смещения 8, сумматор 10, индикатор относительного направления ветра 11, измерительный прибор гололёдно-ветровой нагрузки 12, измерительный прибор ветровой нагрузки 13, измерительный прибор гололёдной нагрузки 14. Каждый пружинный весовой датчик подвешен подвижно между траверсой опоры и верхним концом соответствующей гирлянды изоляторов, нижние концы обеих гирлянд изоляторов соединены между собой шарнирно, образуя V-образную подвеску провода.

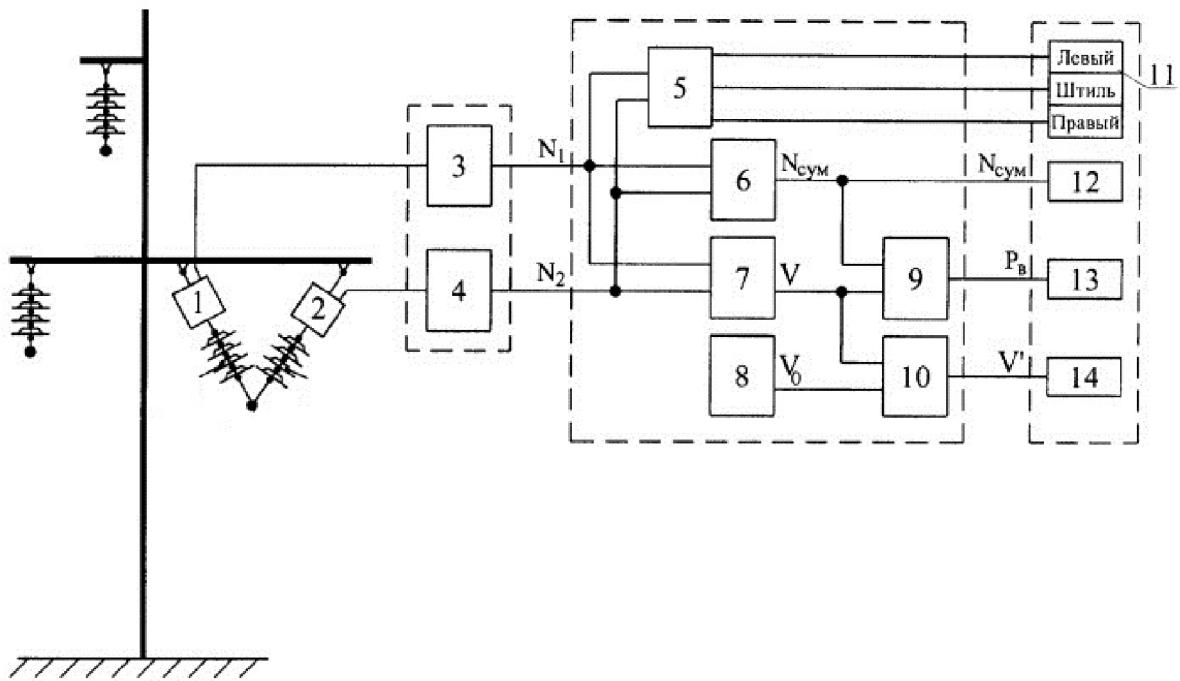


Рис. 57. Устройство телеизмерения гололёдной, ветровой и гололёдно-ветровой нагрузок на провод промежуточного пролёта ВЛ с индикацией относительного направления ветра

Этот обнаружитель выдаёт сигнал наличия отложений при достижении определённого веса отложений на проводе посредством замыкания группы контактов в момент прохождения проводом нижней точки при колебании провода под действием ветра в плоскости, перпендикулярной линии визирования пролёта.

Недостатком данного устройства является то, что при сильном равномерном ветре оно вообще может не выдать сигнал обнаружения отложе-

ний, т.к. будет постоянно находиться в отклонённом невертикальном положении и группы контактов не будут замкнуты. Кроме того при малом удельном весе отложений группа контактов также может не замыкаться и выдача сигнала обнаружения отложений не произойдёт. С другой стороны при малой весовой уставке в датчиках рост вероятности ложной тревоги будет опережать рост вероятности правильного срабатывания, т.к. любое случайное превышение сигналом порога, не связанное с появлением отложений (из-за переменного ветра), будет вызывать появление сигнала обнаружения. Следовательно, рассматриваемое устройство имеет недостаточную вероятность правильного обнаружения гололёдных отложений.

Разновидностью гравитационного метода диагностики является *аэродинамический способ обнаружения отложений* [57].

Способ заключается в том, что на промежуточном пролёте линии одновременно измеряются относительное направление ветра, скорость ветра и величина фактической ветровой нагрузки на провод с отложениями или без них, после чего по измеренным скорости и относительному направлению ветра рассчитывается величина ожидаемой ветровой нагрузки на провод без отложений и выполняется её сравнение с величиной фактической ветровой нагрузкой. Если фактическая ветровая нагрузка больше ожидаемой, то фиксируется наличие на проводе отложений, если же фактическая и ожидаемая ветровые нагрузки равны, то делается вывод об отсутствии гололёдных отложений.

Общим слабым местом перечисленных устройств является шарнирное соединение нижних концов обеих гирлянд изоляторов, которое может заклинить из-за образования на них гололёда. Кроме того особенностью устройств с V-образным соединением гирлянд изоляторов [56, 57] является априори сложная процедура монтажа, что объясняется необходимостью внесения значительных изменений в стандартизированную конструкцию изолирующей подвески проводов.

Другим примером реализации гравитационного метода диагностики является устройство контроля механических нагрузок на протяжённые элементы ВЛ [59].

Данный прибор (рис. 58) устанавливается исключительно на анкерную или анкерно-угловую опору 1 и используется для измерения гололёдно-ветровых нагрузок на провод 2, прикреплённый к траверсе 3 с помощью натяжной гирлянды изоляторов 4, при этом датчик тяжения 5 (воспринимающий растягивающее усилие, действующие на провод в результате гололёдно-ветрового воздействия) жёстко связан со сцепной линейной арматурой изолирующей подвески. Для непосредственного измерения ветрового давления устройство содержит соответствующий датчик 6.

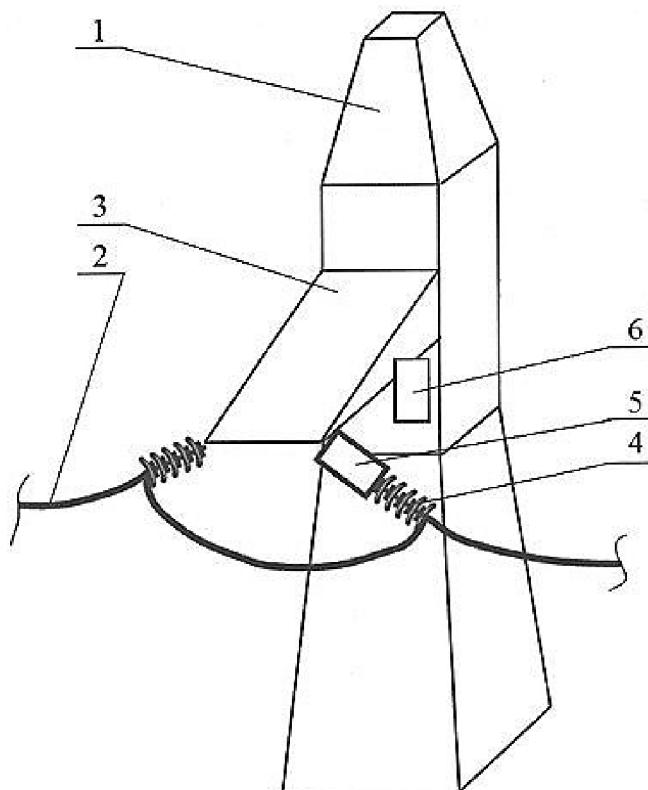


Рис. 58. Устройство контроля механических нагрузок на протяжённые элементы ВЛ

Совместный анализ силовых воздействий, воспринимаемых датчиками 5 и 6, позволяет раздельно вычислить гололёдную и ветровую составляющую нагрузки на провод, используя известные соотношения из теории

расчёта механической части воздушных ЛЭП (приведённые, например, в [76]).

Особенностью устройства является то, что датчик механического усилия 5 реализует волоконно-оптический метод тензометрических измерений и представляется собой отрезок оптоволокна с нанесёнными брэгговскими решётками [59]. Подобные датчики находят широкое распространение в системах контроля объектов в тяжёлых условиях эксплуатации (например, на атомных электростанциях) благодаря своей высокой стойкости к агрессивным факторам внешнего воздействия [13]. Следует отметить, что волоконно-оптические датчики деформации (ВОДД) отличаются не только высокой точностью (ввиду помехоустойчивости), но вместе с тем и сложностью исполнения.

Однако применение именно оптоволоконного датчика позволяет избавиться от необходимости «разрыва» изолирующих подвесок при монтаже устройства контроля на существующую линию, что характерно, к примеру, для прибора CAT-1 компании The Valley Group Inc (США) [22], реализующего аналогичный принцип измерений механических нагрузок и, соответственно, также монтируемого на анкерных или анкерно-угловых опорах, но использующего стандартные электронные силоизмерительные датчики (рис. 59).

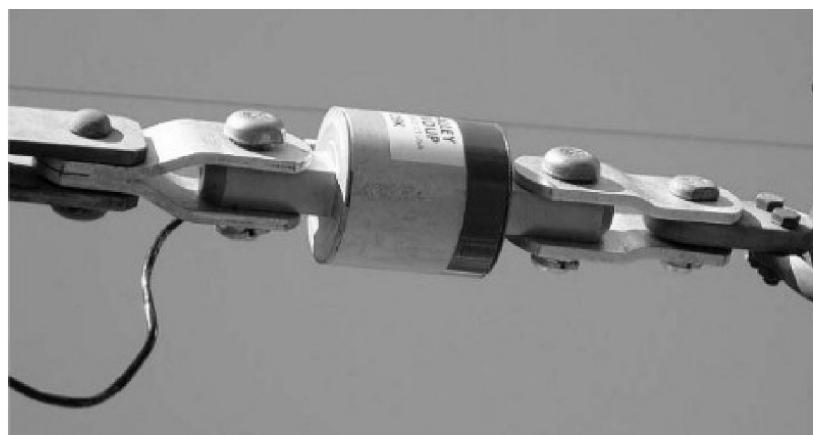


Рис. 59. Установка стандартного датчика деформации в разрыве гирлянды изоляторов

2.6.2 Локационный метод диагностики

Локационный метод зондирования заключается в подаче импульсного сигнала в контролируемую линию и определении суммарного времени, затраченного на его распространение вдоль провода в прямом и обратном направлении после отражения от конца линии либо ВЧ-заградителя. Метод позволяет определить наличие гололёдных образований на проводах ВЛ и их величину путём сравнения времени распространения сигналов (или амплитуд отражённых сигналов) при наличии и при отсутствии гололёдных образований.

Гололёдные отложения представляют собой неоднородный диэлектрик, который уменьшает скорость распространения сигнала вдоль линии и вызывает его дополнительное затухание. Затухания обусловлены диэлектрическими потерями энергии электромагнитной волны, которая расходуется на нагрев слоя гололёдного покрытия [28].

Важнейшим преимуществом локационных способов обнаружения гололёда является то, что вся аппаратура может быть расположена на подстанции и отсутствует необходимость в установке на воздушных линиях каких-либо устройств.

Недостатком локационного метода является невозможность отличить наличие небольшого по толщине гололёдного образования на большой длине воздушной линии от опасной концентрации льда в её отдельных пролётах. Кроме того при реализации способа диагностики обледенения по приращению затухания ВЧ зондирующих сигналов, проходящих в проводе ВЛ, крайне сложно установить требуемую пороговую величину приращения, т.к. на приращение затухания, кроме самих отложений на проводе, также влияют неоднородность параметров ВЛ и изменение метеоусловий, причём для разных видов отложений при прочих равных условиях затухание может отличаться в несколько раз.

Заметим, что в целом данный метод подобен локационному способу ОМП на ВЛ, рассмотренному в п. 2.2.2, и для его реализации также используются рефлектометры, изображённые на рис. 33.

2.6.3 Метод инструментально-параметрической диагностики

Классическим примером реализации метода инструментально-параметрической диагностики является механический датчик гололёдных нагрузок [28], конструкция которого изображена на рис. 60.

При появлении обледенения на контролируемом участке чувствительный элемент датчика реагирует на увеличение веса гирлянды с проводом. При этом стержень 3, жёстко связанный с ними, перемещаясь вниз под воздействием нарастания нагрузки, сжимает пружину 4. Планка 5, жёстко связанная через гайку 6 с пружиной, приводит в движение шарнирно связанный с ней толкатель 7, который в свою очередь через шарнир воздействует на корпус 8 преобразователя перемещения в электрический сигнал, поворачивая его вокруг находящейся на стойке 9 оси крепления 10 на угол, пропорциональный перемещению стержня 3 и пружины 4. В этот момент шарики 11 приходят в движение и скатываются за счёт собственного веса по дуге считающего устройства.

Считывающее устройство представляет собой размещённый по дуге и встроенный в корпус преобразователя токопроводящий элемент, играющий роль общего провода, и съёмник, выполненный из отдельных изолированных друг от друга токопроводящих площадок. Перед началом работы с датчиком осуществляют выбор вида и разрядности рабочего кода путём подбора количества шариков 11 и их начального расположения. В процессе работы датчика шарики стремятся занять устойчивое положение, при этом меняется их положение по отношению к площадкам съёмника, что соответствует сигналу из нового набора символов. Зная заранее, какому

значению нагрузки соответствует принятый сигнал, можно вести постоянный контроль за весом и скоростью нарастания гололёда.

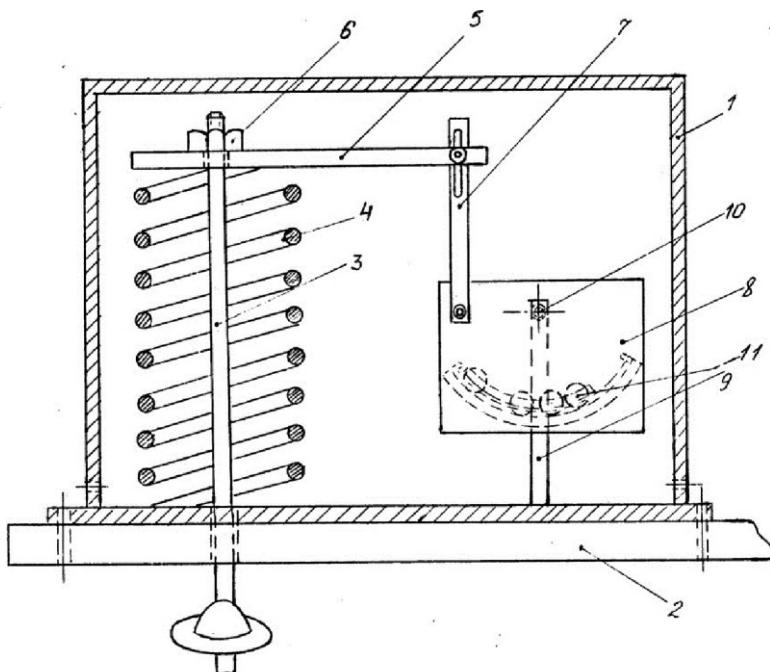


Рис. 60. Механический датчик гололёдной нагрузки

Тем не менее, данный датчик обладает рядом недостатков, снижающих его надёжность в первую очередь из-за возможности подтекания залитой в корпус морозостойкой жидкости (масла), сложности производственной ревизии и ремонта, а также наличия механических элементов, контактных узлов и подвижных сопряжений, которые изнашиваются со временем в процессе работы.

Более современной реализацией метода инструментально-параметрической диагностики обледенения является устройство для контроля провиса провода ВЛ [58]. Величина провисания провода является универсальным детектором состояния линии, т.к. наличие гололёдных отложений или нарушение температурного режима эксплуатации (перегрев) неминуемо приводят к уменьшению клиренса между проводом и землёй.

Провод 1 (рис. 61) воздушной линии подвешивается на опорах 2 с провисом 3 (расстояние L_1). Для измерения температуры и клиренса провода в

нижней точке провиса закрепляется подвесной датчик 4, передающий измеренное значение в контрольное устройство 5.

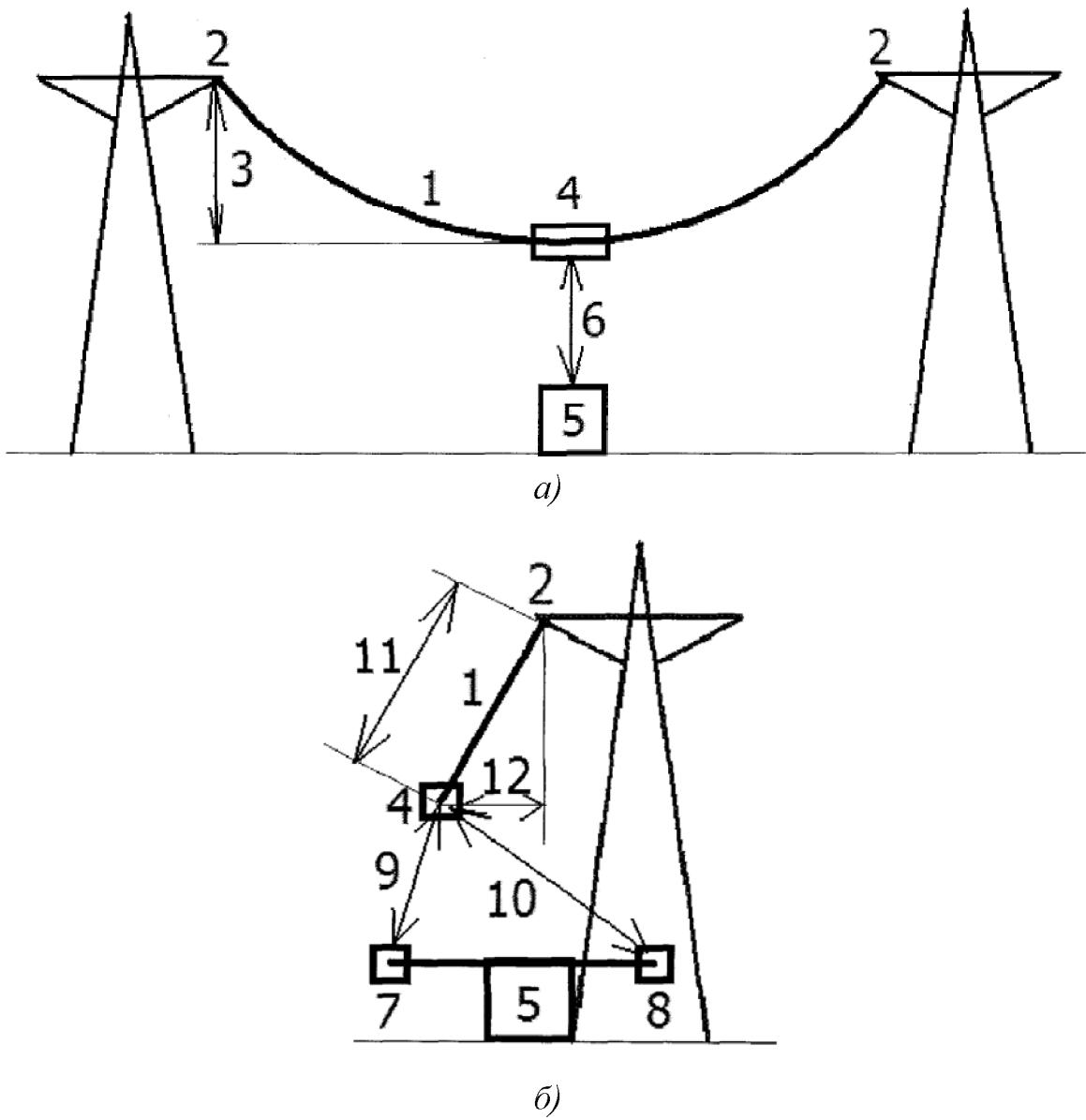


Рис. 61. Устройство для контроля провиса провода ВЛ: а) вид вдоль линии; б) вид поперёк линии

Подвесной датчик 4 и контрольное устройство 5 совместно измеряют расстояние 6 (L_2), для чего по команде контрольного устройства 5 подвесной датчик 4 излучает ультразвуковой импульс. По времени t_1 между командой контрольного устройства 5 и временем t_2 приёма ультразвукового импульса тем же контрольным устройством 5 вычисляется расстояние 6: $L_2 = C \times (t_2 - t_1)$, где С – скорость звука в воздухе.

Однако при наличии бокового ветра провода отклоняются от вертикали, и для определения истинной стрелы провеса провода контрольное устройство 5 снабжается первым 7 и вторым 8 ультразвуковыми передатчиками, разнесёнными по горизонтали поперёк ЛЭП. По времени распространения ультразвукового импульса от подвесного датчика 4 до каждого приёмопредатчика 7 и 8 вычисляются расстояния 9 и 10. По данным значениям, а также известному расстоянию L_3 между приёмопредатчиками 7 и 8 вычисляются истинное значение 11 провиса провода и отклонение 12 провода по горизонтали поперёк линии.

При описании данного устройства следует упомянуть о том, что скорость звука С в воздухе зависит от многих параметров, например, температуры, влажности, давления воздуха. Задача определения величины скорости звука в текущих условиях решается следующим образом: ультразвуковой импульс передаётся от первого 7 ко второму 8 приёмопредатчикам, и по времени t_3 его прохождения дистанции L_3 вычисляется скорость звука $C=L_3/t_3$.

Завершая рассмотрение метода инструментально-параметрической диагностики гололёдообразования, необходимо отметить, что на сегодняшний день существует колоссальное количество приборов данного назначения, принцип действия которых основывается на самых разнообразных физических явлениях – начиная от изменения электрической проводимости между датчиком и обледенелым проводом и заканчивая изменением степени поглощения радиоактивного излучения слоем гололёдных изложений. Более подробное описание некоторых из числа перечисленных устройств приводится в [28].

3 ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРИБОРОВ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Одной из основных задач внедрения интеллектуальных систем является повышение надежности всех элементов системы электроснабжения. Вопросы повышения надежности систем электроснабжения включают в себя приборы контроля и диагностики оборудования, анализ причин нарушения его работоспособности, прогноз показателей надежности, обоснование и разработка мероприятий и средств повышения надежности.

Из проведенного анализа проблем повышения надежности отечественных энергетических систем следует, что в энергетике существуют проблемы, которые оказывают отрицательное влияние на проведение мероприятий по повышению надежности. Эти проблемы имеет различный характер.

Научные проблемы. Для проведения мероприятий необходима информации о состоянии сетей и соответственно методика оперативной оценки показателей надежности. Однако в этой области существуют научные проблемы:

- Существующие в настоящее время аналитические методы расчета и анализа надежности технических систем с произвольными распределениями отказов, случайных параметров и восстановлений элементов обладают следующими недостатками: методы сложные и позволяют анализировать системы простой структуры; отсутствует единая математическая модель надежности функционирования систем; невозможность исследования зависимых и нестационарных процессов
- Существующие методы расчета надежности не позволяют оценить погрешность показателей надежности.
- Использование экспоненциальных законов при анализе надежности реальных технических систем длительного функционирования не применимо.

- Известные методы ограничены возможностью анализировать надежность функционирования систем только с малым числом состояний (несколько десятков).
- Проблема определения заключения на основе малого – в смысле математической статистики – количества данных.

В настоящее время надежность систем электроснабжения рассчитывают по упрощенной модели и являются усредненными для всей территории России. Однако уровень аварийности существенно различается по регионам, поэтому все данные необходимо привязывать к определенному объекту. В соответствии с тенденциями анализ надежности необходим для оптимального размещения активов и анализа затрат и прибыли для инвестиций в развитие интеллектуальных сетей. На основе него проводится обоснование включения резервных линий, коммутационной аппаратуры, оптимального расположения датчиков аварийных режимов сети. *Таким образом, для более обоснованного выбора технических решений по модернизации энергетической системы необходимы более точные методы оценки надежности.*

Технические проблемы. Одной из основных проблем обеспечения надежной работы систем электроснабжения является оперативное определение мест повреждения воздушных линий (ВЛ) электропередачи и проведение ремонтно-восстановительных работ. На основе статистического исследования установлено, что наиболее частым видом повреждений в сетях является замыкание одной фазы на землю. Причиной замыкания могут быть перекрытия или обрывы провода ВЛ, из-за гололедных или ветровых нагрузок, контакта фазных проводов с деревьями в ветреную погоду, повреждения транспортными средствами и набросов различных предметов на провода. Кроме того, в настоящее время часто причиной аварийных режимов систем электроснабжения является умышленный обрыв проводов с

целью их кражи. В России ликвидация аварийных режимов затруднена из-за большой протяженности ВЛ, бездорожья и особенно в осенне и зимнее время. Если в сетях с заземленной нейтралью замыкание вызывает быстрое срабатывание устройств релейной защиты и соответственно отключение поврежденной линии, то в сетях с изолированной нейтралью линия не отключается, и такой режим работы допускается в течение относительно длительного интервала времени (до 2 ч и более). В системах электроснабжения обычно используется аварийная сигнализация замыкания линии на землю. Для определения мест повреждения линий часто используются электромеханические датчики, а регистрация определяется с помощью визуального осмотра. Для визуального осмотра используется различный транспорт. Необходимо отметить, что используемые в настоящее время приборы регистрации мест повреждения устарели и необходима разработка более современных датчиков с использованием оперативных систем передачи информации.

Регистрация аварийных режимов воздушных линий осуществляется при срабатывании компараторов релейной защиты, сравнивающих заданное значение величины для аварийного режима и измеренное значение этой величины с помощью датчиков. Достоверность регистрации аварии определяется точностью датчика и интервалом отклонений заданного значения величины. Необходимо отметить, что интервал отклонений может значительно превышать погрешность датчика, особенно при контроле токов короткого замыкания. Это обусловлено тем, что в цепь при коротком замыкании на землю входит участок земли и при межфазном замыкании участок дуги.

Земля является плохим проводником электрического тока: проводимость ее в несколько раз меньше проводимости металлов. Однако поскольку площадь земли, через которую проходит ток, обычно весьма велика, земля оказывает сравнительно небольшое сопротивление по току.

Грунт представляет собой дисперсное пористое тело, состоящее из трех частей: твердой, жидкой и газообразной. Электрическое сопротивление грунта характеризуется его объемным удельным сопротивлением ρ (сопротивлением куба грунта с ребром длиной 1 м). Значение ρ земли колеблется в широких пределах – от десятков до тысяч Ом на метр и зависит от многих факторов, в том числе от влажности, температуры, рода грунта, степени его уплотненности, а также от времени года. Кроме того, в точке контакта провода с землей происходит нагревание грунта, в результате испаряется влага и соответственного изменяется сопротивление цепи и тока в цепи короткого замыкания. Заранее учесть изменение задаваемого значения практически невозможно. Кроме того, существенное влияние на погрешность измерения напряженности электрического поля с помощью конденсаторного датчика оказывает слой снега. *Таким образом, поскольку основным источником погрешности идентификации режима работы системы является зависимость задаваемых для компаратора параметров от различных климатических факторов, то необходима их автоматическая коррекция в зависимости от факторов.*

Организационные проблемы. В настоящее время сбор данных об авариях ведется по РД 34.20.801-2000 «Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей». Основными видами документации при сборе первичной информации об отказах элементов системы являются журналы, формуляры, карточки. Структура представления данных рассчитана на ручную обработку. Эта форма не позволяет выполнить анализ текущего уровня надежности и прогноз последующего состояния системы. Кроме того, эта информация практически закрыта и даже в такой форме недоступна для анализа. Для расчета показателей надежности необходимо зарегистрировать следующую информацию: дату возникновения отказа или неисправности; общую наработку объекта с начала его эксплуатации;

ции до момента установления отказа (определения неисправности); внешние признаки и характер появления отказа или неисправности; условия эксплуатации и вид работы, при которых был обнаружен отказ или установлена неисправность; способ устранения неисправности; принятые или рекомендованные меры по предупреждению возникновения отказов или неисправностей. *Очевидно, что для регистрации аварийных режимов и расчета показателей надежности электроэнергетической системы необходимо внедрение информационно-измерительной и управляющей системы с оперативной передачей информации.*

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / под общ. ред. Ю. Н. Руденко, В. А. Семенова. – М.: МЭИ, 2000. – 648 с.
2. *Айвазов, Б. В.* Введение в хроматографию / Б. В. Айвазов. – М.: Высшая школа, 1983. – 240 с.
3. *Айзенфельд, А. И.* Фиксирующие индикаторы тока и напряжения ЛИФП-А, ЛИФП-В, ФПТ и ФПН / А. И. Айзенфельд, В. Н. Аронсон, В. Г. Гловацкий. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 88 с.
4. *Алексеев, Б. А.* Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии / Б. А. Алексеев. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. – 88 с.
5. *Аржанников, Е. А.* Методы и приборы определения места короткого замыкания на линиях / Е. А. Аржанников, А. М. Чухин. – Иваново: ИГЭУ, 1998. – 74 с.
6. *Арцишевский, Я. Л.* Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с заземленной нейтралью / Я. Л. Арцишевский. – М.: Высшая школа, 1988. – 94 с.
7. *Арцишевский, Я. Л.* Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с изолированной нейтралью / Я. Л. Арцишевский. – М.: Высшая школа, 1989. – 87 с.
8. *Бараночников, М. Л.* Микромагнитоэлектроника. В 2 т. Т. 2 / М. Л. Бараночников. – М.: ДКМ Пресс, 2002. – 691 с.
9. *Батяев, Ю. В.* Диагностика высоковольтного оборудования подстанций / Ю. В. Батяев, А. Г. Михеев, А. Н. Храмцов // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В. А. Шуина, М. Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – С. 291-294.
10. *Бессонов, А. А.* Теоретические основы электротехники: Электрические цепи / А. А. Бессонов. – М.: Высшая школа, 1978. – 528 с.
11. *Богородицкий, Н. П.* Электротехнические материалы / Н. П. Богородицкий, В. В. Пасынков, Б. М. Тареев. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 304 с.
12. *Бударгин, О. М.* Интеллектуальная активно-адаптивная электрическая сеть: мониторинг для наполнения отраслевой геоинформационной системы / О. М. Бударгин, М. Ш. Мисриханов, В. Н. Рябченко // Электро. – 2011. – № 5. – С. 2-5.
13. *Буймистрюк, Г. Я.* Волоконно-оптические датчики для экстремальных условий / Г. Я. Буймистрюк // Control Engineering Россия. – 2013. – № 3. – С. 34-40.

14. *Вайнштейн, Р.* Замыкание на землю в сетях 6-35 кВ. Выполнение входных цепей реле защиты / Р. Вайнштейн, В. Шестакова, С. Юдин // Новости электротехники. – 2007. – № 3. – С. 19-24.
15. *Гавриленко, А. В.* Методика вибрационного обследования силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / А. В. Гавриленко, А. П. Долин // РЕТЭК. – Режим доступа: <http://www.ntc-retec.ru/images/stories/122.pdf>. – (Дата обращения: 18.11.2016).
16. *Гиндуллина, Т.М.* Хроматографические методы анализа / Т. М. Гиндуллина, Н. М. Дубова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 80 с.
17. *Давыдкин, С. М.* Мониторинг технического состояния воздушных линий – основной инструмент для определения остаточного ресурса / С. М. Давыдкин // Главный энергетик. – 2010. – № 4. – С. 18-27.
18. *Дорофеев, В. В.* Активно-адаптивная сеть-новое качество ЕЭС России / В. В. Дорофеев, А. А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28-34.
19. *Завидей, В. И.* Возможности применения тепловизионного контроля для диагностики технического состояния силовых трансформаторов / В. И. Завидей, В. И. Печенкин, С. В. Каланчин // Энергоэксперт. – 2011. – № 6. – С. 64-67.
20. Инструкция по эксплуатации трансформаторов РД 34.46.501 / сост. Н. П. Фуфырин; ред. И. Л. Левина. – М.: Изд. дом «ЭНЕРГИЯ», Альвис, 2013. – 116 с.
21. *Касаткин, Г. С.* Исследование электрической прочности жидкких и твердых диэлектриков: Методические указания к лабораторным работам / Г. С. Касаткин, И. А. Ермаков, Т. А. Мозгрина. – М.: МИИТ, 2012. – 56 с.
22. *Костиков, И.* Система мониторинга «САТ-1» - эффективная защита ВЛЭП от гололёда [Электронный ресурс] / И. Костиков // Медиахолдинг Русский Кабель. – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/article/Sistema_monitoringa_SAT_1_effektivnaya_zashchita/. – (Дата обращения: 11.12.2016).
23. *Крюков, К. П.* Конструкции и механический расчёт линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1979. – 312 с.
24. *Кувшинов, Г.Е.* Современные направления развития измерительных преобразователей тока для релейной защиты и автоматики / Г.Е. Кувшинов, Д.Б. Соловьёв. – Владивосток: [б. и.], 2012. – 315 с.
25. *Кузнецов, А. П.* Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи / А. П. Кузнецов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 94 с.
26. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах / И. И. Левченко [и др.]. – М.: МЭИ, 2007. – 448 с.

27. *Машенков, В. М.* Особенности определения места повреждения на ВЛ напряжением 110-750 кВ / В. М. Машенков. – СПб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2005. – 47 с.
28. *Минуллин, Р. Г.* Обнаружение гололёдных образований на линиях электропередачи локационным зондированием / Р. Г. Минуллин, Д. Ф. Губаев. – Казань: КГЭУ, 2010. – 208 с.
29. *Нгуен, Т. Ф.* Информационно-измерительная система распознавания аварийных режимов воздушных линий электропередачи: дис. ... канд. техн. наук / Т. Ф. Нгуен. – Волгоград, 2015. – 118 с.
30. *Нейман, Л. Р.* Теоретические основы электротехники. В 3 т. Т. 1 / Л. Р. Нейман, К. С. Демирчян. – СПб. : Питер, 2003. – 443 с.
31. *Некрасов, В. П.* Тепловизионное обследование объектов в целях повышения энергосбережения и безопасности их эксплуатации / В. П. Некрасов // Строительные материалы, оборудование, технологии XXI века. – 2002. – № 2. – С. 24-26.
32. Объём и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1998. – 256 с.
33. *Осовский, С.* Нейронные сети для обработки информации / С. Осовский. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 344 с.
34. *Осотов, В. Н.* Методы диагностирования высоковольтного маслонаполненного электрооборудования / В. Н. Осотов, Ю. А. Хлюпин. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2002. – 34 с.
35. *Парсек, Э.* Электричество и магнетизм: пер. с англ. / Э. Парсек. – М.: Наука, 1971. – 448 с.
36. *Прянишников, В. А.* Электроника: полный курс лекций / В. А. Прянишников. – СПб. : Корона-Принт, 2004. – 416 с.
37. *Рюдинберг, Р.* Переходные процессы в электроэнергетических системах / Р. Рюдинберг. – М.: Изд-во иностр. лит., 1955. – 717 с.
38. *Самарин, А. В.* Методы измерения тока в проводах системы мониторинга высоковольтных воздушных ЛЭП / А. В. Самарин, Д. Б. Рыгалин, А. А. Шкляев // Естественные и технические науки. – 2012. – № 5 (61). – С. 349-359.
39. *Сарин, Л. И.* Анализ результатов мониторинга процессов при однофазных замыканиях на «землю» в сети 6 кВ с дугогасящими реакторами и резисторами в нейтрали / Л. И. Сарин, М. В. Ильиных // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2009. – № 2. – С. 63-74.

40. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. Часть 2 / Под общ. ред. Ф. Л. Когана; сост. В. А. Валитов [и др.]. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002. – 159 с.
41. Системы искусственного интеллекта. Практический курс / под ред. И. Ф. Астаховой. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2008. – 292 с.
42. Титов, Д. Е. Мониторинг интенсивности гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи и в контактных сетях: дис. ... канд. техн. наук / Д. Е. Титов. – Саратов, 2014. – 150 с.
43. Учайкин, С. В. Измерение слабого магнитного поля с помощью АМР-датчиков / С. В. Учайкин, Х. Сангера // Вестник науки Сибири. – 2013. – № 2. – С. 33-38.
44. Фадеева, О. В. Возможность использования магниторезистивных преобразователей в инклинометрии / О. В. Фадеева // Вестник Приднепровской государственной академии строительства и архитектуры. – 2013. – № 6 (183). – С. 13-18.
45. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс : пер. с англ. / С. Хайкин. – М.: Вильямс, 2008. – 1104 с.
46. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций / А. И. Хальясмаа [и др.]. – Екатеринбург: Изд. УрФУ, 2015. – 64 с.
47. Хренников, Ю. А. Методы низковольтных импульсов и частотного анализа для контроля механического состояния обмоток силовых трансформаторов / Ю. А. Хренников // Электро. – 2007. – № 2. – С. 41-45.
48. Хузяшев, Р. Г. Топографический датчик, регистрирующий параметры нормальных и аварийных режимов в ЛЭП / Р. Г. Хузяшев, И. Л. Кузьмин // Электрика. – 2008. – №5. – С. 36-38.
49. Царёв, Н. И. Практическая газовая хроматография / Н. И. Царёв, В. И. Царёв, И. Б. Катраков. – Барнаул: Изд-во Алт. ун-та, 2000. – 156 с.
50. Шилин, А.Н. Интеллектуальные электрические сети: проблемы и решения / А.Н. Шилин, А.А. Шилин // Известия ВолгГТУ. Сер. Процессы преобразования энергии и энергетические установки. Вып. 3: межвуз. сб. науч. ст. / ВолгГТУ. – Волгоград, 2011. – №8. – С. 84–88.
51. Шилин, А. Н. Информационно-измерительная система определения повреждений воздушной линии электропередачи / А. Н. Шилин, А. А. Шилин // Приборы. – 2011. – №5. – С. 23-29.

52. Шилин, А. Н. Расчёт погрешностей рефлектометров для мониторинга линий электропередачи / А. Н. Шилин, А. А. Шилин, Н. С. Артюшенко // Контроль. Диагностика. – 2015. – № 9. – С. 52-59.
53. П.м. 100632 Российская Федерация, МПК G 01 R 31/08. Устройство для определения местоположения и вида повреждения на воздушной линии электропередачи / А. А. Шилин, А. Н. Шилин, В. С. Лукьянов; ГОУ ВПО ВолгГТУ. – 2010.
54. П.м. 108149 Российская Федерация, МПК G 01 R 31/08. Устройство для определения местоположения и вида повреждения на воздушной линии электропередачи / А. А. Шилин, А. Н. Шилин; ВолгГТУ. – 2011.
55. Пат. 2212744 Российская Федерация, МПК H 02 G 7/16. Устройство для измерения гололёдной и ветровой нагрузок с контролем направления ветра на воздушных линиях электропередачи / И. И. Левченко, А. С. Засыпкин, А. А. Аллилуев, Е. В. Рябуха; Новочеркасский политехнический университет. – 2003.
56. Пат. 2273932 Российской Федерации, МПК H 02 G 7/16, H 04 B 3/54. Устройство телеизмерения гололёдной, ветровой и гололёдно-ветровой нагрузок на провод промежуточного пролёта воздушной линии электропередачи с индикацией относительного направления ветра / В. Я. Башкевич, М. П. Гапоненков, С. В. Аверьянов, В. И. Золотарёв, Г. Г. Угаров; Башкевич В. Я., Гапоненков М. П., Аверьянов С. В., Золотарёв В. И., Угаров Г. Г. – 2006.
57. Пат. 2273933 Российской Федерации, H 02 G 7/16, H 04 B 03/54, G 08 C 19/02. Аэродинамический способ обнаружения отложений на проводе промежуточного пролёта воздушной линии электропередачи и устройство для его осуществления / В. Я. Башкевич; Башкевич В. Я. – 2006.
58. Пат. 2494511 Российской Федерации, МПК H 02 G 07/16. Способ контроля провиса провода линии электропередачи / Р. Г. Мустафин; КГЭУ. – 2012.
59. Пат. 2533178 Российской Федерации, МПК H 02 J 13/00, H 02 G 7/04. Система контроля механических нагрузок на протяжённые элементы воздушной линии электропередачи / К. Б. Механошин, О. И. Богданова, С. В. Черчик; Общество с ограниченной ответственностью «ОПТЭН». – 2014.
60. Анализатор FRAalyzer [Электронный ресурс] // Omicron Electronics GmbH – Режим доступа: https://www.omicronenergy.com/fileadmin/user_upload/pdf/literature/FRAalyzer-Brochure-RUS.pdf. – (Дата обращения: 26.11.2016).

61. Виброанализатор сборщик данных СД-21[Электронный ресурс] // Вибраакустические системы и технологии. – Режим доступа: http://www.vibrotek.com/russian/articles/pdf/dc21_rus.pdf. – (Дата обращения: 18.11.2016).
62. Влагомер трансформаторного масла ВТМ-МК. Руководство по эксплуатации 5К2.844.136 РЭ [Электронный ресурс] // Опытно-конструкторское бюро автоматики. – Режим доступа: <http://www.okba.ru/File/vtm-mk.pdf>. – (Дата обращения: 09.11.2016).
63. Измеритель диэлектрических параметров трансформаторного масла Ш2-12ТМ. Руководство по эксплуатации 5К1.551.046 РЭ [Электронный ресурс] // Опытно-конструкторское бюро автоматики. – Режим доступа: <http://www.okba.ru/File/sh2-12tm.pdf>. – (Дата обращения: 09.11.2016).
64. Индикатор микропроцессорный фиксирующий ИМФ-3Р. Руководство по эксплуатации, паспорт [Электронный ресурс] // ЗАО «РАДИУС Автоматика». – Режим доступа: http://www.rza.ru/upload/iblock/73c/imf_3r.pdf. – (Дата обращения: 10.12.2016).
65. Локаторы повреждений Qualitrol [Электронный ресурс] // НАВИ Лтд Санкт-Петербург. – Режим доступа: <http://www.navi-spb.ru/catalogue/section/22>. – (Дата обращения: 10.12.2016).
66. Описание программы NetChrom для Windows [Электронный ресурс] // ERIDAN. – Режим доступа: <http://www.npc-eridan.ru/content/files/download/netchromwin.pdf>. – (Дата обращения: 15.11.2016).
67. Рефлектометр портативный цифровой РЕЙС-105М1. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // СвязьКомплект. – Режим доступа: https://skomplekt.com/files/goods/3817431406/manual_reis_105.pdf. – (Дата обращения: 10.12.2016).
68. Рефлектометр РД Мастер. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // Связьприбор. – Режим доступа: <http://www.svpribor.ru/docs/7054624b.pdf>. – (Дата обращения: 10.12.2016).
69. Рефлектометр цифровой импульсный РИФ-9 [Электронный ресурс] // Харьков-ЭнергоПрибор. – Режим доступа: <http://www.kep.ua/ru/device/117/rif-9>. – (Дата обращения: 10.12.2016).
70. Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП». Руководство по эксплуатации БПВА.656122.091 РЭ [Электронный ресурс] // ЗАО «РАДИУС Автоматика». – Режим доступа: http://www.rza.ru/upload/iblock/6c4/sirius_2_omp-do-2015.pdf. – (Дата обращения: 10.12.2016).

71. *Dube, M.* Non-Invasive Detection of Faults in Power Lines / M. Dube, N. Cagnon, A. Hainese. – Worcester: WPI, 2008. – 69 p.
72. *Huang, Qi.* A novel approach for fault location of overhead transmission line with noncontact magnetic-field measurement / Qi Huang, Wei Zhen, P. W. T. Pong // IEEE Transactions on power delivery vol. 27, № 3. – 2014. – P. 1186-1195.
73. *Mosavi, M. R.* Wavelet Neural Network for Corrections Prediction in Single-Frequency GPS Users / M. R. Mosavi // Neural Processing Letters, Vol. 33, № 2. –2011. – P. 137-150.
74. *Sun, X.* Novel application of magnetoresistive sensors for high-voltage transmission line monitoring / X. Sun, K. S. Lui, K. K. Y. Wong, W. K. Lee, Y. Hou, Q. Huang, // IEEE Trans. Magn., vol. 47, №. 10. – 2011. – P. 2608-2611.
75. *Sun, X.* Non-contact operation-state monitoring technology based on magnetic field sensing for overhead high-voltage transmission-line / X. Sun, Q. Huang, Y. Hou, L. Jiang, P. W. T. Pong // IEEE Trans. Power Del., vol. 28, №. 4. –2013. – P. 2145-2153.
76. *Sun, X.* Overhead High-Voltage Transmission-Line Current Monitoring by Magnetoresistive Sensors and Current Source Reconstruction at Transmission Tower / X. Sun, Q. Huang , L. J. Jiang , P.W. T. Pong // IEEE transactions on magnetic, vol. 50, № 1. – 2014. – P. 1-6.
77. *Vulevic, B.* Evaluation of uncertainty in the measurement of environmental electromagnetic fields / B. Vulevic, P. Osmokrovic // Radiat. Prot. Dosim. – 2010. –№ 2(141). – P. 173-177.
78. *Ztoupis, I. N.* Uncertainty evaluation in the measurement of power frequency electric and magnetic fields from AC overhead power lines / I. N. Ztoupis, I. F. Gonos, I. A. Stathopoulos // Radiation Protection Dosimetry, Athens, Greece, 2013. – P. 1-11.

Учебное издание

Александр Николаевич **Шилин**
Алексей Александрович **Шилин**
Надежда Сергеевна **Артюшенко**
Сергей Сергеевич **Дементьев**

**ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

Учебное пособие

Редактор *Л. Н. Рыжих*

Темплан 2017 г. (учебно-методическая литература). Поз. № 167.
Подписано в печать 17.03.2017. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.
Гарнитура Times. Печать офсетная. Усл. печ. л. 7,67. Уч.-изд. л. 5,74.
Тираж 100 экз. Заказ

Волгоградский государственный технический университет.
400005, г. Волгоград, просп. В. И. Ленина, 28, корп. 1.

Отпечатано в типографии ИУНЛ ВолгГТУ.
400005, г. Волгоград, просп. В. И. Ленина, 28, корп. 7.