МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ
Проректор
_____ Т.Ю. Ткачева
«_2_» _11_ 2026 г.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения» для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Курск 2026

УДК 621.31

Составитель Н.М. Гайдаш

Рецензент
Кандидат технических наук, доцент *Н.И. Иванов*

Эксплуатация систем электроснабжения: методические указания к практическим занятиям / Юго-Зап. гос. ун-т; сост. Н.М. Гайдаш. - Курск, 2026. - 31 с.: - Библиогр.: с. 31.

Содержат сведения по обеспечению безопасности работ в электроустановках. Приведены основные способы выполнения монтажа внутренних электрических сетей, кабельных и воздушных линий, оборудования распределительных устройств. Рассмотрены методы проведения диагностики электрооборудования и выполнения электрических измерений в электроустановках.

Предназначены для направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать 2.11. . Формат 60х84 1/16.
Усл. печ. л. 1,8 . Уч.- изд. л. 1,6 . Тираж 100 экз. Заказ 935. Бесплатно.
Юго-Западный государственный университет.
305040, г. Курск, ул. 50 лет Октября, 94.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Цель работы: *ознакомление с основными способами определения показателей надежности систем элеткроснабжения*

Краткие методические указания

В соответствии с ГОСТ 27.002-89 для количественной оценки надежности применяются количественные показатели оценки отдельных ее составляющих свойств: безотказности, долговечности, ремонтопригодности и сохраняемости, а также используются комплексные показатели, характеризующие готовность и эффективность использования технических объектов и систем (в частности, электроустановок и СЭС).

Эти показатели позволяют получать расчетно-аналитические оценки количественных характеристик отдельных свойств и надежности в целом при выборе между различными схемными и конструктивными вариантами оборудования (объектов) при их проектировании, производстве, испытаниях и в условиях эксплуатации. Комплексные показатели надежности используются в основном на испытаниях и при эксплуатации, чтобы получить оценку и выполнить анализ соответствия эксплуатационно-технических характеристик технических объектов (устройств) заданным требованиям и параметрам.

Вероятность безотказной работы P(t) ─ это вероятность того, что в пределах заданного интервала времени при заданных условиях работы отказ объекта не возникает. Этот показатель может быть определен статистической оценкой как

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0} \qquad (1)$$

где N_o - число однотипных объектов (элементов), проходивших испытания или же находящихся под контролем). При этом во время испытаний отказавший объект не восстанавливается и не заменяется исправным;

n(t) - число отказавших объектов за время t.

Статистическая оценка для средней наработки до отказа определяется по формуле:

$$T_{ср} = \Sigma t_{ip}/n, \text{ ч} \qquad (2)$$

где t_{ip} – время работы оборудования между (i-1) и i-м отказами оборудования;

n - число отказов.

Статистическая оценка интенсивности отказов имеет вид:

$$\lambda(t) = n_0/k\cdot\Delta t, \qquad (3)$$

где n_0 – число отказов за время Δt;

k – число отказов.

Статистически средняя наработка на отказ объекта (наработка на отказ) определяется как отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к числу отказов, происшедших за суммарную наработку:

$$T_{CP} = \frac{\sum_{1}^{n} t_i}{n(t)}, \qquad (4)$$

где t_i - наработка между (i-1) и i-м отказами, ч;

n(t) - суммарное число отказов за время t.

Параметр потока отказов или удельная повреждаемость также характеризует восстанавливаемый объект и по статистическим данным определяется с помощью формулы

$$\omega(t) = \frac{n(t_2) - n(t_1)}{t_2 - t_1}, \qquad (5)$$

где $n(t_1)$ и $n(t_2)$ - количество отказов объекта, зафиксированных соответственно, по истечении времени t_1 и t_2.

Среднее время восстановления - это математическое ожидание случайной величины - времени восстановления работоспособного состояния объекта после отказа. Оно определяется по данным эксплуатации и находится в часах

$$T_{ср.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{n}, \text{ ч} \qquad (6)$$

где n - число восстановлений, равное числу отказов;

t_i - время, затраченное на восстановление (обнаружение, поиск причины и устранение отказа), в часах.

Интенсивность восстановления - это отношение условной плотности вероятности восстановления работоспособного состояния объекта, определенной для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента восстановление не было завершено, к продолжительности этого интервала.

Статистическая оценка этого показателя находится как

$$\mu(t) = \frac{n_в(\Delta t)}{N_{н.ср} \cdot \Delta t}, \qquad (7)$$

где $n_в(\Delta t)$ — количество восстановлений однотипных объектов за интервал Δt;

$N_{н.ср}$ — среднее количество объектов, находящихся в невосстановленном состоянии на интервале Δt.

Коэффициент готовности характеризует готовность объекта к выполнению своих функций. Он представляет собой вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в любой произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается. Этот показатель одновременно оценивает как свойство работоспособности, так и свойство ремонтопригодности объекта. Рассмотрим определение коэффициента готовности согласно

Он определяется отношением времени нахождения в работоспособном состоянии к сумме времен нахождения в работоспособном состоянии и простое за рассматриваемый период времени. Исходя из этого определения для одного ремонтируемого объекта коэффициент готовности рассчитывается как

$$К_Г = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i + \sum_{i=1}^{n} \tau_i}. \qquad (8)$$

Коэффициент технического использования $К_{Т.И}$ равен отношению математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период эксплуатации:

$$К_{Т.И} = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i + \sum_{i=1}^{n} \tau_i + \sum_{j=1}^{n} \tau_j}, \qquad (9)$$

где t_i - время сохранения работоспособности в i-м цикле функционирования объекта;

τ_i - время восстановления (ремонта) после i-го отказа объекта;

τ_j - длительность выполнения j-й профилактики, требующей вывода объекта из работающего состояния (использования по назначению);

n - число рабочих циклов за рассматриваемый период эксплуатации;

m - число отказов (восстановлений) за рассматриваемый период;

k - число профилактик, требующих отключения объекта в рассматриваемый период.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем состава показателей надежности произвести разделение их на основные группы.
2. Для каждой из групп показателей провести анализ необходимой исходной информации, требуемой для их расчета.
3. По заданным преподавателем исходным данным определить показатели надежности.
4. Повторить п.п.1-3 для другого состава оборудования.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные показатели безотказности.
2. Назовите основные показатели долговечности.
3. Назовите основные показатели ремонтнопригодности.
4. Как рассчитывается коэффициент готовности?
5. Как рассчитывается коэффициент технического использования?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РЕМОНТНОГО ЦИКЛА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Цель работы: ***ознакомление с основными способами определения продолжительности ремонтного цикла электрооборудования***

Краткие методические указания

Эксплуатация электрооборудования предприятий осуществляется в основном на базе системы планово-предупредительного ремонта и обслуживания (ППР). Сущность системы ППР заключается в том, что через определенные промежутки времени оборудование подвергается плановым профилактическим осмотрам, проверкам, испытаниям и различным видам ремонта.

Ремонтный цикл $T_{рк}$ предствляет собой интервал времени между двумя капитальными ремонтами оборудования, а для нового оборудования - интервал времени между вводом оборудования в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом.

Под структурой ремонтного цикла понимают порядок расположения и чередования различных видов технического обслуживания в пределах одного ремонтного цикла. Главной задачей при определении продолжительности и структуры ремонтного цикла является обеспечение требуемого уровня надежности оборудования при наиболее полном использовании его работоспособности. Кроме того, периодичность обслуживания и ремонтов оборудования является исходной информацией для оценки общего объема работ, численности ремонтного персонала, потребности в материалах и запасных частях.

Определение продолжительности ремонтного цикла представляет собой сложную многокритериальную оптимизационную задачу, решение которой должно выполняться как по техническим, так и экономическим критериям. Рассмотрим использование различных критериев лишь для качественной оценки продолжительности ремонтного цикла $T_{рк}$.

Наиболее просто поставленная задача решается, если в качестве критерия можно принять предельное значение некоторого параметра (параметров), скорость изменения которого может контролироваться при эксплуатации.

Оценку продолжительности ремонтного цикла можно выполнить по нормам ежегодных амортизационных отчислений на капитальный ремонт $p_к$:

$$T_{рк} = з_к/p_к \cdot K, \qquad (10)$$

где $з_к$ – стоимость одного капитального ремонта;

K – стоимость оборудования.

Нормы $p_к$ отчислений на капитальный ремонт оборудования распределительных сетей составляют:

- силовые трансформаторы – 0,029;
- кабельные линии – 0,003;
- воздушные линии на деревянных опорах – 0,017;
- воздушные линии на железобетонных опорах – 0,006.

Техническое обслуживание (ТО) - это система технических мероприятий, обеспечивающая работоспособность оборудования в период между капитальными ремонтами. Система ТО включает в себя:

- регулярные осмотры оборудования;
- выполнение требований эксплуатационно-ремонтной документации, в частности, инструкций заводов-изготовителей;
- контроль технического состояния работоспособности оборудования, осуществляемый профилактическими испытаниями, измерениями и диагностированием оборудования;
- устранение мелких неисправностей и дефектов;
- текущие ремонты оборудования.

Все мероприятия ТО выполняются периодически. Очевидно, что разные виды работ ТО имеют различную периодичность, например, осмотры могут выполняться ежедневно, а текущий ремонт – один раз в несколько лет. Продолжительность цикла i-й работы ТО обозначим $T_{тоi}$.

Поскольку стоимость ТО входит в себестоимость продукции, вопрос о сроках и объемах ТО в большинстве случаев является вопросом технико-экономическим.

Пусть затраты, связанные с выполнением i–й работы ТО, составляют величину $З_{тоi}$. Поток возникновения дефектов в оборудовании, приводящих к его отказам, будем считать

простейшим, характеризуемым параметром ω. Выявление дефекта в процессе проведения ТО обусловит затраты на проведение ремонта по устранению этого дефекта

$$З_{дi} = \omega \cdot T_{тоi} \cdot з_д , \quad (11)$$

где $з_д$ – стоимость ремонта по устранению дефекта.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем состава оборудования произвести разделение на основные группы.
2. Для каждой из групп провести анализ необходимой исходной информации, требуемой для расчета.
3. По заданным преподавателем исходным данным определить показатели ремонтного цикла.
4. Повторить п.п.1-3 для другого состава оборудования.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные показатели продолжительности ремонтного цикла.
2. Назовите основные показатели способы расчета продолжительности ремонтного цикла.
3. Назовите основные показатели ремонтного цикла.
4. Как рассчитывается продолжительность ремонтного цикла ?
5 Как рассчитывается величина затрат на проведение ремонта?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДИЧНОСТИ КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Цель работы: ***ознакомление с основными способами определения периодичности контроля работоспособности электрооборудования***

Краткие методические указания

Периодический контроль работоспособности оборудования позволяет выявлять его техническое состояние и, следовательно, своевременно принимать меры по предотвращению отказов. Периодичность контроля можно оценить по критерию затрат, пользуясь выражением (9). Однако рассмотрим этот вопрос с позиций критерия надежности.

Система электроснабжения состоит из большого количества элементов. С позиций надежности систему электроснабжения (линия, трансформатор, коммутационный аппарат…) можно рассматривать как схему последовательно соединенных элементов. Для обоснования периодичности контроля работоспособности системы необходимо иметь данные о параметрах потока отказов каждого элемента, а также времени и условиях его эксплуатации.

Полагая поток отказов каждого элемента системы простейшим, определим вероятность безотказной работы системы в течение времени t:

$$P(t) = \prod_{i=1}^{N} p_i(t), \qquad (12)$$

где $p_i(t)$ – вероятность безотказной работы i-го элемента;

N – количество последовательно включенных элементов в системе.

В силу стационарности потоков отказов:

$$p_i(t) = \exp(-\omega_i t). \qquad (13)$$

Тогда вероятность безотказной работы системы

$$P(t) = \prod_{i=1}^{N} \exp(-\omega_i t) = \exp(-t \sum_{i=1}^{N} \omega_i) = \exp(-\omega_0 t) = \exp(-\frac{t}{T_0}), \qquad (14)$$

где ω_0 – параметр потока отказов системы;

T_0 – средняя наработка на отказ системы.

Очевидно, что период $T_к$ контроля работоспособности системы должен быть таким, чтобы в течение этого периода количество отказов оборудования было бы минимальным. Другими словами, период $T_к$ не должен превышать время безотказной работы системы. Интегрируя (12), определим это время:

$$T_к = \int_0^{T_к} \exp(-\frac{t}{T_0})dt = -T_0 \exp(-\frac{T_к}{T_0}) + T_0 = T_0(1 - \exp(-\frac{T_к}{T_0})) = T_0 Q_к, \qquad (15)$$

где $Q_к$ – вероятность отказа в интервале контроля $T_к$.

Более точное определение периода $T_к$ может быть выполнено по заданной вероятности отказа $Q_к$ (или вероятности безотказной работы) в течение этого периода.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем состава оборудования произвести разделение на основные группы.
2. Для каждой из групп провести анализ необходимой исходной информации, требуемой для расчета.
3. По заданным преподавателем исходным данным определить показатели надежности.
4. Повторить п.п.1-3 для другого состава оборудования.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные показатели продолжительности ремонтного цикла.
2. Назовите основные показатели способы расчета продолжительности ремонтного цикла.
3. Назовите основные показатели ремонтного цикла.
4. Как рассчитывается продолжительность ремонтного цикла ?
5 Как рассчитывается величина затрат на проведение ремонта?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМА ТРАНСФОРМАТОРА

Цель работы: ***ознакомление с основными способами расчета теплового режима трансформатора***

Краткие методические указания

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило: увеличение температуры изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое. Это правило справедливо в диапазоне температур 80…140°С.

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов. Поэтому режиму перегрузки трансформаторов уделяется особое внимание.

Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются систематическими. Перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются аварийными перегрузками.

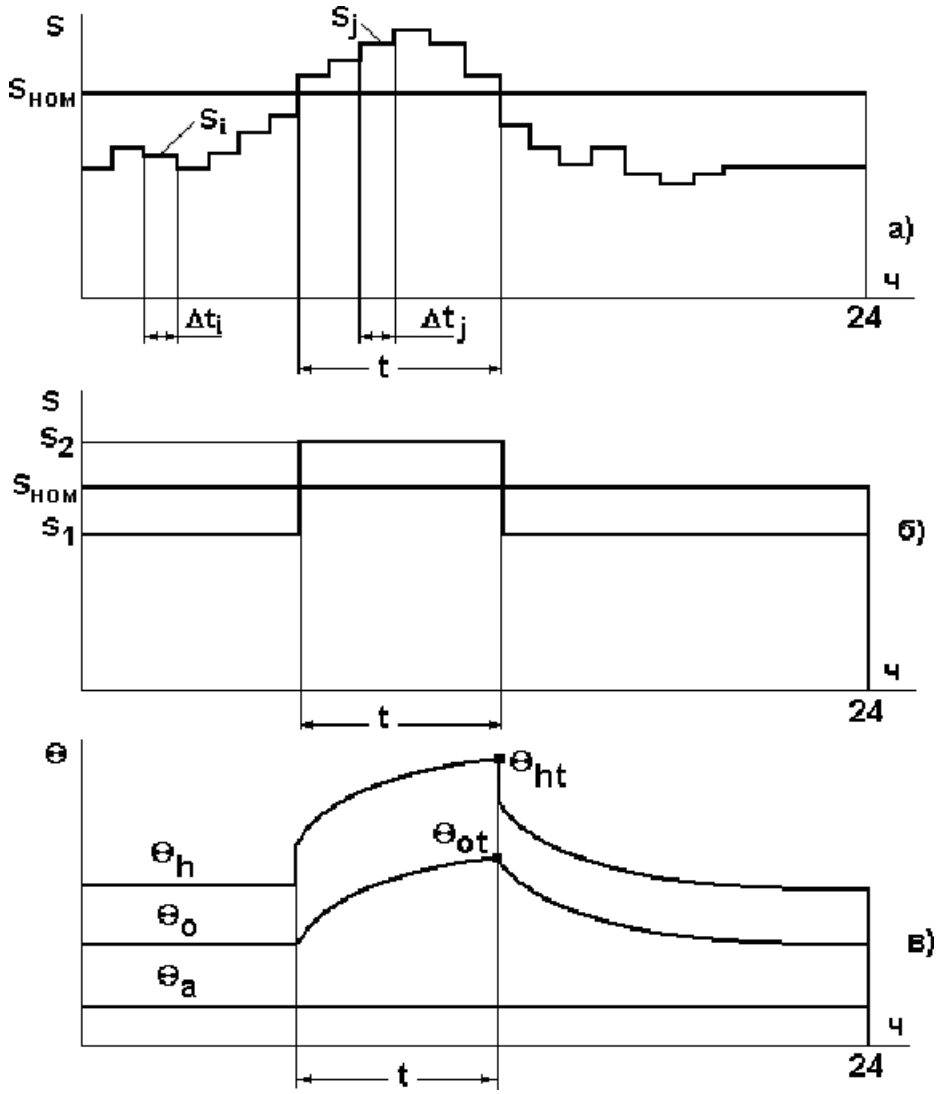
Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97).

Практическое снятие суточного графика нагрузки трансформатора осуществляется с некоторым интервалом времени, внутри которого нагрузка считается неизменной. Поэтому график нагрузки представляет собой ступенчатый вид. На рис. 1,а приведен суточный ступенчатый график нагрузки трансформатора, снятый с временным интервалом 1 ч.

Для оценки допустимости перегрузки трансформатора суточный график его нагрузки преобразуется в эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график. На исходном графике проводится линия номинальной нагрузки $S_{ном}$.

Пересечением этой линии с исходным графиком выделяется участок перегрузки продолжительностью t.

Часть графика нагрузки, расположенная ниже линии Sном, состоит из интервалов Δti с нагрузкой Si на каждом интервале (i=1, 2,…m). Другая часть графика нагрузки, расположенная выше линии Sном, состоит из интервалов Δtj с нагрузкой Sj на каждом интервале (j=1, 2,…n).



Эквивалентирование каждой части графика нагрузки проводится по условию одинакового теплового воздействия на изоляцию действительного переменного и эквивалентного неизменного графика нагрузки:

эквивалентная неизменная на интервале (24 - t) предшествующая нагрузка S1

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \ldots + S_{\text{m}}^2 \Delta t_{\text{m}}}{24 - t}}; \qquad (16)$$

эквивалентная неизменная на интервале t перегрузка S2

$$S_2 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \ldots + S_{\text{n}}^2 \Delta t_{\text{n}}}{t}}. \qquad (17)$$

Эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график нагрузки с предшествующей нагрузкой S1 и перегрузкой S2 показан на рис. 4,б.

При номинальной нагрузке трансформатора, температуре воздуха Θa = 20°C и номинальных значениях превышений температур ΔΘoar = 55°C и ΔΘhor = 23°C температура наиболее нагретой точки обмотки Θh = 98°C .

Допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки оценивается сопоставлением температуры масла в верхней части обмотки Θo и температуры наиболее нагретой точки обмотки Θh с их предельными значениями. Эти предельные значения для распределительных трансформаторов (мощность до 2,5 МВА и напряжение до 35 кВ) и трансформаторов средней мощности (до 100 МВА) приведены в таблицах ГОСТ 14209-97. Там же же указаны предельные перегрузки трансформаторов, обуславливающие предельные температуры Θo max и Θh max при температуре воздуха Θa=20°C.

Порядок выполнения работы

1. Для заданного преподавателем графика нагрузки трансформатора разделение на основные режимы.
2. Для каждого из режимов провести анализ необходимой исходной информации, требуемой для расчета.
3. По заданным преподавателем исходным данным определить показатели графиков .
4. Повторить п.п.1-3 для другого вида графика.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды графиков работы трансформаторов.
2. Назовите основные части графиков работы трансформаторов.
3. Назовите основные способы определения систематических перегрузок.
4. Назовите основные способы определения аварийных перегрузок
5. Допустимость систематических и аварийных перегрузок

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

РАСЧЕТ ТЕРМИЧЕСКОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Цель работы: ***ознакомление с основными способами расчета термического износа изоляции трансформатора***

Краткие методические указания

Источником нагрева в трансформаторе является его активная часть. Масло нагревается от обмоток, его объем увеличивается, а плотность уменьшается. Нагретое масло поднимается в верхнюю часть бака и вытесняется в радиаторы системы охлаждения трансформатора (рис. 2,а). Проходя через радиаторы, масло остывает и поступает в нижнюю часть бака. Так происходит естественная циркуляция масла.

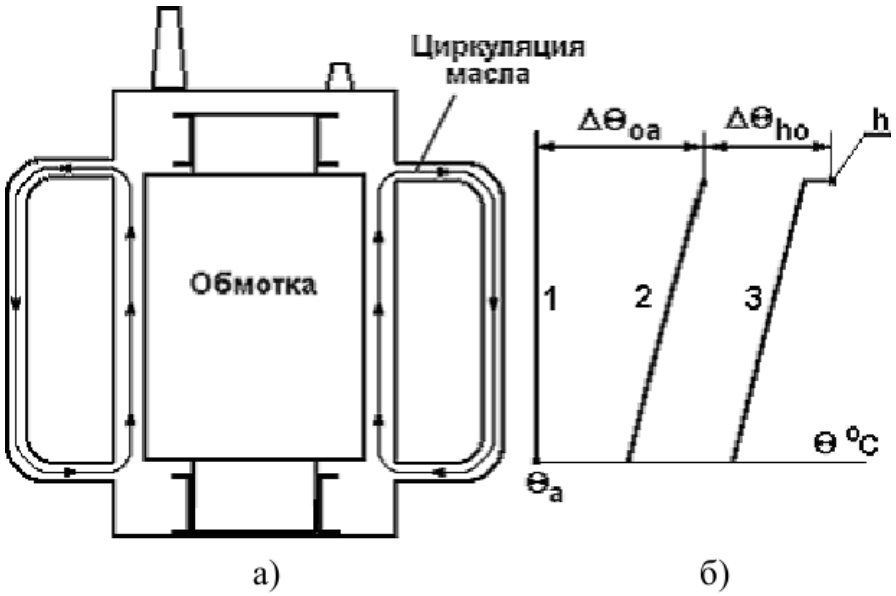


Рисунок 2 - Естественная циркуляция масла в трансформаторе (а) и тепловая диаграмма трансформатора (б)

В силу дополнительных потерь в верхней части обмотки будет находиться наиболее нагретая точка обмотки h. Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла (зависимость 3) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{ho}$.

Материалы, применяемые для создания изоляции, достаточно уязвимы к различным факторам, воздействующим на нее в течение всего срока работы. Одним из наиболее важных факторов, оказывающих сложное по своему характеру воздействие на электроизоляционные материалы, является температура. Когда температура возрастает, то химические реакции, происходящие между материалом изоляции, его внутренними включениями, окружающей средой, влагой, ускоряются. Это снижает электрофизические свойства изоляции, что может привести к пробою изоляционного промежутка или механическому разрушению изоляции.

В основе расчета нагрузочной способности лежит тепловой износ изоляции трансформатора. Под воздействием температуры и ряда других факторов физико-химические свойства твердой изоляции с течением времени претерпевают изменения, при этом изоляция становится хрупкой. Хотя электрическая прочность ее практически не снижается, она больше не способна выдерживать механические нагрузки от вибраций или коротких замыканий. Этот необратимый процесс называется старением. Скорость старения изоляции зависит от температуры, а достигнутая степень старения - от температуры и времени ее воздействия. На скорость и достигнутую степень старения изоляции влияют также влага, кислород воздуха и другие факторы, однако при существующем уровне знаний строгий учет этих факторов не может быть выполнен.

В процессе, эксплуатации твердая изоляция трансформаторов претерпевает тепловой износ, ведущий к снижению механической прочности волокон, изоляция увлажняется и в ней возникают местные повреждения от импульсных воздействий и других причин. Оседание грязи, влаги и шлама на изоляционных поверхностях создает пути повышенной проводимости. Масло трансформаторов увлажняется, стареет, загрязняется пылью, волокнами, продуктами старения и его электрическая прочность снижается, а $tg\delta$ растет.

Интенсивность старения изоляции трансформатора зависит от температуры и времени ее воздействия. Из-за сложности учета воздействия многих факторов как правило используется упрощенная математическая модель определения состояния трансформатора. Принимается, что при изменении температуры наиболее нагретой точки (ТННТ) на 6°С скорость износа изоляции

изменяется вдвое, а за единицу «нормального износа» берется износ изоляции в текущем цикле расчета при неизменной ТННТ обмотки, равной 98°С.

В установившемся тепловом режиме с нагрузкой К и температурой наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hK} износ витковой изоляции за сутки определяется по выражению:

$$V = 2^{(\Theta hK - 98)/\Delta}, \qquad (18)$$

где Δ = 6°С – температурный интервал, принятый в соответствии с 6-градусным правилом износа изоляции.

Размерность относительного износа витковой изоляции – нормальные сутки. Например, для неизменной в течение суток нагрузки К, обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hK} = 86°С, относительный износ витковой изоляции составит:

$$V = 2\,(86 - 98) / 6 = 0{,}25 \text{ норм. сут.} \qquad (19)$$

Таким образом, за одни сутки при нагрузке К и температуре наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hK} = 86°С витковая изоляция износится так же как за 0,25 суток при нагрузке, обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки Θ_h = 98°С.

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с заданными преподавателем исходными данными.
2. Подготовить график нагрузки трансформатора для обработки.
3. Выполнить обработку графика .
4. Рассчитать тепловой износ изоляции .

Контрольные вопросы

1. Какие существуют воздействия на изоляцию?
2. Как определяется температура нагрева изоляции?
3. Как формулируется шестиградусное правило?
4. За какой интервал времени определяется тепловой износ?
5. В каких единицах выражается тепловой износ

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Цель работы: *приобретение навыков обработки результатов тепловизионных измерений, которые широко применяются при проведении обследования электроустановок .*

Краткие методические указания

В последние годы в электроэнергетике намечается тенденция к последовательному переходу от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию оборудования. Такой переход предопределяет внедрение и развитие различных методов диагностики состояния электрооборудования.

Одним из таких методов является тепловизионный контроль электрооборудования. Прежде чем перейти к тепловизионному контролю оборудования рассмотрим основные принципы измерения температуры объектов на расстоянии.

Как измеритель температуры общеизвестен термометр, измеряющий температуру объекта при прямом контакте с ним. Если необходимо измерить температуру объекта, непосредственный контакт с которым опасен или невозможен (гирлянда изоляторов ВЛ), контактный термометр не годится. Для такого измерения необходим пирометр.

Пирометр определяет температуру объекта по силе инфракрасного излучения, которое выделяет каждый объект. Инфракрасное излучение через объектив попадает на чувствительный элемент пирометра, который выдает напряжение, пропорциональное температуре источника излучения. Электронные преобразователи пирометра формируют на дисплее цифровую запись значения температуры. Пирометр измеряет температуру только в определенной точке объекта.

Для получения картины распределения температуры по всему объекту требуется тепловизор, в котором чувствительный элемент быстро и автоматически перемещается по вертикали и горизонтали. В оперативной памяти тепловизора создается таблица

из строк и столбцов в каждой ячейке которой находится информация о температуре одной точки объекта. В реальных тепловизорах количество ячеек намного больше. Например, в тепловизоре ThermaCAM E2 формируется таблица размером 160x120 ячеек.

После записи в памяти тепловизора информации о температурах точек объекта происходит создание изображения, в котором каждой точке с определенной температурой присваивается свой цвет: чем выше температура, тем ярче цвет.

Изображение передается на жидкокристаллический дисплей. Это изображение, напоминающее естественное изображение объекта, является искусственным, поскольку создано по температурам точек реального объекта. Наличие связи тепловизора с персональным компьютером позволяет хранить полученную информацию в формате JPEG.

Тепловизионный контроль оборудования РУ на напряжение до 35 кВ должен проводиться не реже 1 раза в 3 года, для оборудования напряжением 110…220 кВ – не реже 1 раз в 2 года. Оборудование всех напряжений, работающее в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы должно проверяться ежегодно.

Тепловизионный контроль всех видов соединений проводов ВЛ должен проводиться не реже 1 раза в 6 лет. ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, большими ветровыми и гололедными нагрузками, в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы, а также ВЛ, питающие ответственных потребителей, должны проверяться ежегодно.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться:

- по допустимым температурам нагрева;
- превышениям температуры;
- избыточной температуре.
- коэффициенту дефектности;
- динамике изменения температуры во времени;
- путем сравнения измеренных значений температуры объекта с другим, заведомо исправным оборудованием.

Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.

Наибольшие допустимые температуры нагрева Θдоп и превышения температуры ΔΘдоп для некоторого оборудования, его токоведущих частей, контактов и контактных соединений приведены в нормативных документах.

Избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях.

Коэффициент дефектности – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м.

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются теплограммы поверхности бака трансформатора, элементов системы охлаждения, вводов и другие.

При анализе теплограмм:

- сравниваются между собой нагревы вводов разных фаз трансформатора;
- сравниваются нагревы исследуемого трансформатора с нагревами однотипных трансформаторов;
- проверяется динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки;
- определяются расположения мест локальных нагревов;
- сопоставляются места локальных нагревов с расположением элементов магнитопровода и обмоток;
- определяется эффективность работы систем охлаждения.

Оценка состояния контактных соединений алюминиевых и сталеалюминиевых проводов проводится по коэффициенту дефектности. Нормами устанавливаются следующие степени дефектов в зависимости от величины коэффициента дефектности:

до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем;

1,2…1,5 – развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы;

более 1,5 – аврийный дефект; требуется немедленное устранение.

В заключение следует отметить основные преимущества тепловизионного контроля перед традиционными методами оценки состояния оборудования.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Так, например, для гирлянды изоляторов нагрузкой является не только напряжение, но и тяжение провода. Замеченное тепловизором повреждение изолятора гирлянды может оказаться незамеченным при осмотре гирлянды после снятия с опоры.

Тепловизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Поскольку повреждения выявляются на работающем оборудовании, то имеется запас времени для подготовки вывода дефектного оборудования в ремонт, не отключая электроустановку и сокращая время ремонта до минимума.

Наряду с другими видами современной диагностики, в частности с хроматографическим анализом трансформаторного масла, тепловизионный контроль позволяет:

- предупредить возникновение аварийных ситуаций в электрооборудовании и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей;
- значительно снизить затраты на ремонты, поскольку повреждения выявляются на ранних стадиях;
- оценить действительное состояние электрооборудования с определением запаса его работоспособности, что особенно актуально для оборудования, отработавшего 15 лет и более.

Выполнение работы

Наиболее часто инструментальное энергетическое обследование предполагает проведение прямых измерений с многократными наблюдениями, т.к. это позволяет существенно повысить достоверность результатов даже при влиянии помех различной физической природы и нестабильности режимов работы оборудования.

Исходным материалом для прямых измерений с многократными наблюдениями является массив результатов наблюдений, т.е., например, массив $X \in \{x_1, x_2, ..., x_n\}$ показаний того или иного измерительного прибора. Дальнейшая последовательность операций следующая:

1. Из массива результатов наблюдений исключаются известные систематические погрешности, т.е. погрешности либо постоянные во времени или изменяющиеся по детерминированным законам.

2. Элементы массива располагаются в порядке возрастания их значений от x_{min} до x_{max} с целью выявления промахов (грубых погрешностей).

3. Обнаруживаются и исключаются промахи.

Для принятия решения об исключении предполагаемого промаха необходимы формальные критерии. В общем случае границы выборки для удаления промахов определяются видом функции распределения случайных погрешностей и объемом n выборки.

При проведении инструментального энергетического обследования рекомендуется применить упрощенный метод обнаружения промахов, используя критерий:

$$K = \frac{|x_{max} - \bar{x}|}{\tilde{\sigma}_x}, \quad K = \frac{|x_{min} - \bar{x}|}{\tilde{\sigma}_x},$$

где x_{min} и x_{max} - соответственно, самое большое и наименьшее значения в исходных данных;

$\bar{x}$ - среднее арифметическое значение измеряемой величины;

σ_x - среднее квадратическое отклонение.

Полученное значение K сравнивают с табличным значением Kг. Если $K > K$г, то x_{min} или x_{max} можно отбросить при заданном уровне значимости $q = 1 - P$.

Значение доверительной вероятности P для технических измерений принять равным $P = 0,95$, тогда $q = 0,05$.

Вычисляется среднее арифметическое x исправленных результатов наблюдений:

$$x = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_i. \qquad (1)$$

Полученное значение принимается за результат измерения. Вычисляется оценка среднего квадратического отклонения результатов наблюдений:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2}. \qquad (2)$$

Проверяется принадлежность распределения результатов наблюдений нормальному закону распределения.

Обычно при проведении инструментального энергетического обследования число наблюдений лежит в диапазоне $50 \geq n \geq 15$. В этом случае нормальность распределения проверяется при помощи вычисления составного критерия и сравнения его значения с табличным.

Производится запись результата измерения с учётом следующего. Наименьшие разряды числовых значений результата измерения должны быть такими же, как наименьшие разряды числовых значений среднеквадратичного отклонения абсолютной погрешности измерения.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют погрешности измерений?
2. Как проверяется нормальность распределения измерений?
3. Что относится к систематическим погрешностям?
4. Что относится к промахам?
5. Преимущества тепловизионных обследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Электронный ресурс] : учебник / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, В. А. Яшков. - М.|Берлин : Директ-Медиа, 2014. - 337 с.

2. Электропитающие системы и электрические сети [Текст] : учебное пособие / Н. В. Хорошилов [и др.]. - 2-е изд., перераб. и доп. - Старый Оскол : ТНТ, 2013. - 352 с.

3. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учебник [Электронный ресурс] / Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 294с. Режим доступа - URL: https://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=435976.

4. А.И. Колесников, М.Н. Федоров, Ю.М. Варфоломеев. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях. - М.: ИНФРА-М, 2005. - 124 с.