

Научная статья

УДК 621.314

DOI: 10.24412/2658-4255-2025-4-72-81



EDN: GWAWPТ

Для цитирования:

Синица М.К. Программный расчет коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования в условиях Арктического региона // Российская Арктика. 2025. Т. 7. № 4. С. 72-81. <https://doi.org/10.24412/2658-4255-2025-4-72-81>

Получена: 08.10.2025

Принята: 24.11.2025

Опубликована: 08.12.2025

For citation:

Sinitza MK. Program for calculating the coefficient of aging rate of transformer oil-filled equipment insulation. Russian Arctic. 2025;7(4):72-81. (In Russian). <https://doi.org/10.24412/2658-4255-2025-4-72-81>

Конфликт интересов.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Финансирование.

Исследование не имело спонсорской поддержки

**ПРОГРАММНЫЙ РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА СКОРОСТИ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

М. К. Синица

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

E-mail: power@mksinitza.ru**Аннотация**

В условиях цифровизации энергетической отрасли особую актуальность приобретает задача повышения эффективности методов оценки остаточного ресурса силовых трансформаторов, поскольку старение их изоляции является ключевым фактором, ограничивающим срок службы оборудования. Целью работы является разработка и апробация программного решения, обеспечивающего расчет коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования на основе алгоритмического подхода, интегрирующего классические и уточненные методы моделирования теплового воздействия в условиях Арктического региона.

В исследовании использованы традиционные зависимости Вант-Гоффа – Аррениуса и Монтсингера, а также предложены два уточняющих метода – модифицированный (с учетом экспоненциальной характеристики изменения в шестиградусных интервалах) и метод усредненных промежуточных (линейно-интерполированный). Эти методы были объединены в комплексный алгоритм, реализованный в виде программного комплекса, что позволило автоматизировать расчеты на основе телеметрических данных температуры наиболее нагретой точки обмотки.

Практическая реализация расчета была выполнена на массиве данных, восстановленных из системы мониторинга трансформатора методом обработки графической информации с использованием нейронных сетей. Результаты показали воспроизводимость вычислений и подтверждение возможности применения разработанного комплекса в реальных условиях эксплуатации.

Основные выводы заключаются в том, что разработанный алгоритм позволяет гибко учитывать температурные режимы, снижает трудозатраты на обработку диагностических данных и повышает обоснованность прогнозов остаточного ресурса. Это открывает перспективы его интеграции в системы мониторинга и технического обслуживания оборудования по состоянию.

Ключевые слова: трансформатор, уравнение Монтсингера, уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса, старение изоляции, программный комплекс

PROGRAM FOR CALCULATING THE COEFFICIENT OF AGING RATE OF TRANSFORMER OIL-FILLED EQUIPMENT INSULATION

М. К. Sinitza

Samara State Technical University, Samara, Russia

E-mail: power@mksinitza.ru**Abstract**

In the context of the digitalization of the energy industry, the task of increasing the efficiency of methods for assessing the remaining life of power transformers is becoming particularly relevant, since the aging of

their insulation is a key factor limiting the service life of equipment. The aim of the work is to develop and test a software solution that calculates the coefficient of the aging rate of transformer oil-filled equipment insulation based on an algorithmic approach that integrates both classical and refined methods of modeling thermal effects in the conditions of the Arctic region. The study uses the traditional Van 't Hoff-Arrhenius and Montsinger dependencies, and also suggests two clarifying methods, namely a modified one (considering the exponential characteristics of changes in six-degree intervals) and the method of averaged intermediate values (linearly interpolation). These methods were combined into a complex algorithm implemented as a software package, which made it possible to automate calculations based on telemetry data of temperature of the most heated point of winding.

The practical implementation of the calculation was performed on an array of data recovered from the transformer monitoring system by processing graphical information using neural networks. The results showed reproducibility of calculations and confirmation of the possibility of using the developed complex in real-world operating conditions.

The main conclusions indicate that the developed algorithm allows flexible consideration of temperature conditions, reduces labor costs for processing diagnostic data and increases the validity of forecasts of the remaining resource. This opens up prospects for its integration into systems for monitoring and condition-based maintenance of equipment.

Keywords: transformer, the Montsinger equation, the Van't-Hoff-Arrhenius equation, aging of insulation, software package

Введение

Надежность и долговечность работы силовых трансформаторов во многом определяется состоянием их изоляционной системы. Старение изоляции, протекающее под воздействием термических, электрических и химических факторов, является одним из главных процессов, ограничивающих срок службы маслонаполненного оборудования [1-2]. При этом основным параметром, определяющим скорость деградации изоляционных материалов, выступает температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора. Рост температуры ускоряет процессы разложения целлюлозы и трансформаторного масла, что приводит к снижению электрической прочности и механической устойчивости изоляции. В условиях повышения нагрузок на электроэнергетическую инфраструктуру и перехода к цифровым системам управления возрастает потребность в создании инструментов, позволяющих не только фиксировать текущие параметры, но и рассчитывать показатели, непосредственно связанные с остаточным ресурсом оборудования.

В условиях Арктики к обыкновенному температурному эффекту добавляются дополнительные механизмы ускорения/торможения деградации изоляции: частые циклы «нагрев – охлаждение», повышенная влажность, замораживание, конденсация, возможные механические напряжения и т.д. Все эти условия изменяют накопительную скорость структурного разрушения изоляции оборудования. Эти механизмы возможно корректно учесть изменением температурных условий оборудования через «климатический» вклад, который целесообразно выделить в виде коэффициента.

Силовые маслонаполненные трансформаторы работают в условиях низких арктических температур, но с учётом особенностей свойств трансформаторного масла. Оптимальная рабочая температура масла для силовых трансформаторов обычно находится в диапазоне 130–150 °С, но для трансформаторов, работающих в арктических условиях, этот диапазон может быть значительно ниже — от 90 до 115 °С. Это связано с тем, что при низких температурах масла могут терять свои изоляционные свойства и вязкость.

К проблемам, которые возникают при работе оборудования в условиях низких температур, можно отнести:

1. снижение диэлектрической прочности масла (при низких температурах масло становится более насыщенным влагой, что снижает его диэлектрическую прочность);
2. увеличение вязкости масла (на холоде масло становится более вязким, что затрудняет его циркуляцию и охлаждение трансформатора);
3. замедление прогрева (масло вокруг сердечника нагревается быстрее, чем

у стенок бака; полный прогрев масла может занять несколько часов или даже дней, в зависимости от размера трансформатора и объёма масла).

Для обеспечения надёжной работы трансформаторов в экстремальных условиях рекомендуется [3-4]:

1. использовать масло, адаптированное к низким температурам (специальные сорта масел сохраняют свои свойства даже при экстремально низких температурах);
2. проводить регулярное техническое обслуживание (проверять состояние масла, изоляции и других компонентов перед началом зимнего сезона);
3. утеплять трансформатор (установка дополнительной теплоизоляции может помочь поддерживать оптимальную температуру);
4. соблюдать специальные режимы эксплуатации (например, перед вводом трансформатора под полную нагрузку может потребоваться его предварительный прогрев на холостом ходу или под небольшой нагрузкой для снижения вязкости масла).

Исторически наибольшее распространение получили классические методы расчета скорости старения изоляции, к которым относятся уравнение Монтсингера, основанное на эмпирической зависимости между температурой и ускорением процессов деградации, а также уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса, представляющее собой физико-химическое обоснование экспоненциального характера термического старения [5]. Эти подходы легли в основу международных и отечественных стандартов, регламентирующих оценку ресурса изоляции. Однако практическое применение классических уравнений связано с рядом ограничений, среди которых – необходимость усреднения параметров по достаточно крупным температурным интервалам и отсутствие учета динамики изменения теплового режима в реальном времени.

Современные условия эксплуатации трансформаторного оборудования, характеризующиеся изменчивыми нагрузками, частыми переходными процессами и необходимостью интеграции в цифровые системы мониторинга, требуют адаптации традиционных расчетных методик [6]. На этом фоне особую значимость приобретает разработка программных средств, которые способны автоматизировать расчет коэффициента скорости старения изоляции на основе потоков телеметрических данных. Подобные решения позволяют обеспечить непрерывность диагностики, минимизировать трудозатраты на обработку информации и формировать основу для перехода к обслуживанию по состоянию.

Целью настоящего исследования является создание и апробация программного решения, реализующего алгоритмический расчет коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования на основе температурных данных наиболее нагретой точки. Алгоритм базируется на классических моделях термического старения, что обеспечивает сопоставимость с традиционными методами диагностики, но при этом встроен в программную среду, ориентированную на автоматизированную обработку данных мониторинга.

В ходе работы был разработан программный комплекс, позволяющий рассчитывать коэффициент скорости старения изоляции с использованием информации, получаемой в режиме реального времени. Для демонстрации его применимости использовался массив данных, восстановленный из выгрузки системы мониторинга подстанции 500 кВ Московского кольца, а также подстанции 220 кВ операционной зоны одного из Региональных Диспетчерских Управлений (далее – РДУ). Такой подход позволил воспроизвести температурные зависимости и применить их для верификации программного расчета.

Представленная разработка ориентирована на практическое применение в энергокомпаниях и системах технического диагностирования. Ее внедрение открывает возможности для более обоснованного прогнозирования остаточного ресурса изоляции, повышения надежности эксплуатации трансформаторного оборудования и оптимизации затрат на ремонт и обслуживание.

Цели и задачи

Целью работы является апробация программного алгоритма расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования на основе данных о температуре наиболее нагретой точки.

Теоретическая часть

Классическими методами расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования являются: уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса и уравнение Монтсингера [7].

Уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса представляется в виде:

$$k(T) = A \cdot e^{\left(-\frac{E_a}{R \cdot T}\right)}, \quad (1)$$

где A – предэкспоненциальный множитель, показывающий общее число столкновений молекул (не зависит от температуры);

T – температура, К;

E_a – (подбирается в зависимости от свойств конкретного материала и условий эксплуатации), Дж/моль;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К.

Поскольку в работе речь идет о трансформаторном оборудовании, параметр T в уравнении является температурой наиболее нагретой точки обмотки, определяемой в соответствии с [5]. Этот параметр является ключевым, поскольку от него зависит степень деградации изоляционных материалов в виду максимального воздействия на изоляцию трансформаторного оборудования. Температура наиболее нагретой точки может быть выражена как:

$$\theta_{\text{ННТ},t} = \theta_{\text{ОХЛ}} + V_{\text{М},t} + V_{\text{ННТ.М},t'}, \quad (2)$$

где $\theta_{\text{ОХЛ}}$ – температура охлаждающей среды;

$V_{\text{М},t}$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды;

$V_{\text{ННТ.М},t'}$ – превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях.

С практической точки зрения уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса позволяет получить количественную оценку влияния температуры эксплуатации оборудования на скорость деградации изоляции, что позволяет производить профилактическую диагностику изоляции оборудования, предупреждая перегрев и преждевременный выход оборудования из строя.

Уравнение Монстингера является продолжением развития уравнения Вант-Гоффа – Аррениуса. Оно было получено эмпирически и описывает удвоение скорости химической реакции при увеличении температуры реакции на каждые 6°C , что в свою очередь обуславливает ускоренное старение и деградацию изоляционных материалов, в данном случае, трансформаторного масла.

Уравнение Монстингера выводится из уравнения Вант-Гоффа – Аррениуса. Его наиболее применимы вид с точки зрения теории трансформаторного оборудования выражается как:

$$V(T) = 2^{\frac{T-98}{6}}, \quad (3)$$

где $V(T)$ – относительная скорость старения при текущей температуре T ;

98 – базовая температура, при которой скорость старения принимается равной 1 [6].

Выражение (3) представляет собой экспоненциальную функцию, которая аппроксимирует удвоение скорости старения на каждые 6°C . Данное выражение часто используется с практической точки зрения для оценки срока службы изоляционных материалов класса «А» в диапазоне температур от 80 до 140°C [5].

Для расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования внутри шестиградусных интервалов в [6], [7] предлагаются метод усредненных промежуточных и модифицированный метод.

Метод усредненных промежуточных основан на расчете приращения коэффициента скорости старения изоляции на каждый 1°C . Величина определяется по формуле:

$$\Delta V = \frac{V_2 - V_1}{T_2 - T_1}, \quad (4)$$

где V_2 и V_1 – коэффициенты границ соседних шестиградусных интервалов;

T_2 и T_1 – температурные границы соседних шестиградусных интервалов.

Значение коэффициента скорости старения для температуры внутри шестиградусного интервала определяется по формуле:

$$V(T) = V_1 + n \cdot \Delta V, \quad (5)$$

где n – разница температур текущей и нижней границы шестиградусного интервала.

Данный метод отклоняется от экспоненциального характера зависимостей уравнений Вант-Гоффа – Аррениуса и Монсингера, однако с практической точки зрения метод усредненных промежуточных отражает более реальное поведение изоляционных материалов при повышении температуры внутри шестиградусных интервалов.

С точки зрения экспоненциального увеличения приращения ΔV внутри шестиградусных интервалов в [5] предлагается модифицированный метод.

Если представить уравнение Монстингера в виде:

$$V = V_0 + V_0', \quad (6)$$

где V_0 – коэффициент при температуре T ;
 V – коэффициент при температуре $T+6$;
 то уравнение (6) представляется в виде:

$$V = V_0 + \frac{V_0}{2^n}, \quad (7)$$

где n – целое число, принимающее значение от 0 до 5.

При $n=0$ коэффициент скорости деградации изоляции оборудования принимает значение $V=V_0+V_0=2V_0$, что соответствует удвоению коэффициента скорости старения изоляции трансформаторов, предполагаемого в эмпирическом правиле Монтсингера.

В данном методе предполагается, что значение n стремится к нулю. Поэтому исчисление начинается от 5, и при каждом повышении температуры наиболее нагретой точки на 1°C коэффициент скорости старения изоляции плавно увеличивается. Таким образом на каждом шаге величиной в 1°C коэффициент V_0 возрастает, пока не достигает величины $V=2V_0$.

Модифицированный метод расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования не только согласуется с эмпирическим подходом, основанном на уравнении Монтсингера, но и детализирует расчет внутри шестиградусного интервала.

С точки зрения применимости существующих и предлагаемых методов расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования в условиях арктического климата, предлагается использование поправочного коэффициента C_{arctic} , который вычисляется как:

$$C_{\text{arctic}} = S_T \cdot S_{\text{clim}}, \quad (8)$$

где S_T – поправка, отражающая эффект корректировки наиболее нагретой точки обмотки из-за особенностей теплообмена в холодном окружении;

S_{clim} – безразмерный климатический множитель, учитывающий ущерб от циклов работы оборудования, влаги и других специфических нагрузок.

Данный коэффициент обычно принимает значения больше единицы ($C_{\text{arctic}} > 1$), в виду наличия климатических стрессоров, увеличивающих скорость деградации. Однако, C_{arctic} может принимать значения и меньше единицы, при условии эксплуатации оборудования в стабильно низкотемпературных режимах работы, без частых пусков, с контролируемым влагосодержанием [8], [9].

Тогда уравнения 1, 3, 5, 7 можно переписать с использованием «арктического» коэффициента. В таблице 1 приведены измененные варианты уравнений с учетом коэффициента C_{arctic} .

Таблица 1

*Методы расчета коэффициента скорости старения
 изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования*

	Классическое	С учетом арктического коэффициента
Уравнение Монтсингера	$V(T) = 2^{\frac{T-98}{6}}$	$V(T) = C_{\text{arctic}} \cdot 2^{\frac{T-98}{6}}$
Уравнение Вант-Гоффа - Аррениуса	$k(T) = A \cdot e^{\left(-\frac{E_a}{R \cdot T}\right)}$	$k(T) = C_{\text{arctic}} \cdot A \cdot e^{\left(-\frac{E_a}{R \cdot T}\right)}$
Метод усредненных промежуточных	$V(T) = V_1 + n \cdot \Delta V$	$V(T) = C_{\text{arctic}} \cdot (V_1 + n \cdot \Delta V)$
Модифицированный метод	$V = V_0 + \frac{V_0}{2^n}$	$V = C_{\text{arctic}} \cdot \left(V_0 + \frac{V_0}{2^n}\right)$

Несмотря на пониженную температуру окружающей среды, эксплуатация трансформаторного оборудования в арктических условиях сопровождается усиленным воздействием термоциклических нагрузок, колебаний вязкости масла и процессов конденсации влаги. Эти факторы повышают темп деградации изоляции по сравнению с классическими расчетными значениями, определяемыми только температурным фактором. Именно поэтому, уточняющий коэффициент C_{arctic} необходим для повышения достоверности расчета скорости старения изоляции оборудования в виду необходимости учета повышенной или сниженной интенсивности старения изоляции в условиях арктического климата.

Практическая часть. Алгоритмизация и программный расчет.

На основе существующих и предлагаемых в работах [6], [8] методах расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования был разработан комплексный алгоритм расчета, позволяющий производить расчет по конкретному методу, исходя из значения температуры наиболее нагретой точки обмотки. Данный алгоритм построен по принципу «если (условие) – то (действие)» [10-12]. Исходя из проведенных исследований выявлены следующие зависимости:

1. если температура наиболее нагретой точки обмотки находится в интервале температур от 98 до 140°C, то расчет производится с помощью уравнения Вант-Гоффа – Аррениуса;

2. если температура наиболее нагретой точки обмотки равна граница шестиградусных температурных интервалов до 98°C (значений температур 80, 86, 92, 98°C), то расчет производится с применением уравнения Монтсингера;

3. если значение температуры наиболее нагретой точки обмотки находится внутри интервалов (80:86), (86:92), (92:98), то расчет производится с помощью метода усредненных промежуточных и модифицированного метода.

Эти зависимости легли в основу алгоритма, приведенного на рисунке 1. Также в алгоритме учтены возможные вероятности исхода, связанные с ошибками в получении значений температуры наиболее нагретой точки.

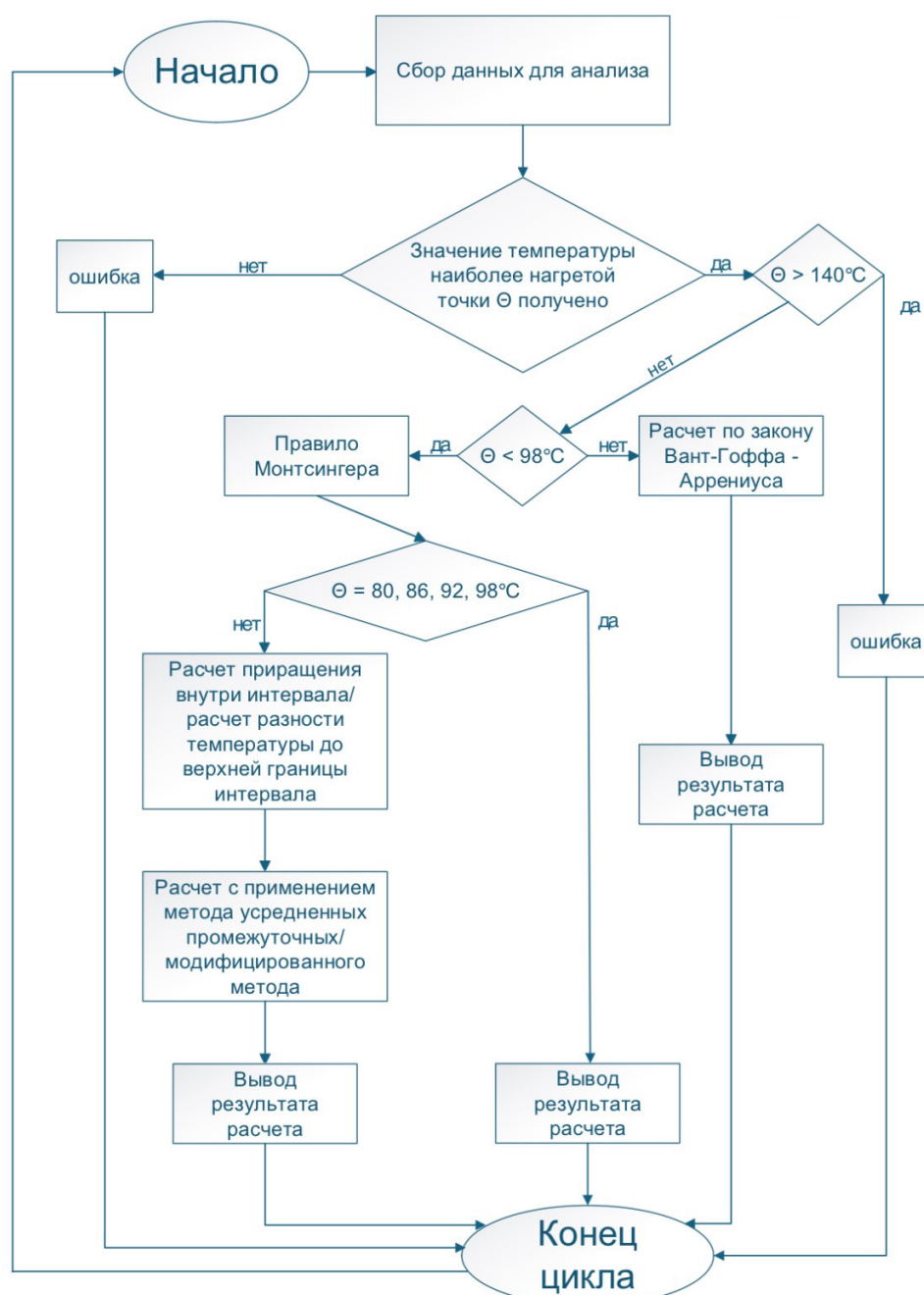


Рисунок 1. Алгоритм комплексного метода расчета скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования

Разработанный алгоритм лежит в основе специализированного программного комплекса для расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования [10]. Программный комплекс называется «AgingRate». На рисунке 2 приведен интерфейс программного комплекса.

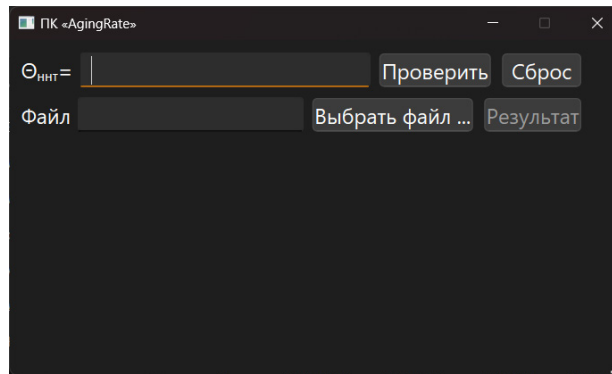


Рисунок 2. Интерфейс ПК «AgingRate»

Помимо трех основных зависимостей, установленных для комплексного алгоритма, стоит добавить, что программное решение имеет еще три дополнительные зависимости, связанные с получаемыми входными данными. К ним относятся:

1. отсутствие входных данных (если значение температуры наиболее нагретой точки обмотки не установлено, то программный комплекс выдает ошибку);
2. если значение температуры наиболее нагретой точки обмотки выше 140°C, происходит сигнализация о необходимости проведения технического освидетельствования масляной изоляции оборудования;
3. если значение температуры наиболее нагретой точки обмотки ниже 80°C, то программный комплекс сигнализирует номинальный режим работы оборудования.

Программный комплекс имеет два режима работы.

Первый режим — ручной. Данный режим предполагает ручной ввод значения температуры наиболее нагретой точки обмотки в строку « $\Theta_{ннт} = \dots$ ». Нажатие кнопки «Проверить» запускает процесс проверки введенного значения температуры относительно алгоритма, приведенного на рисунке 1.

Второй режим работы — автоматизированный. Этот режим работы предполагает расчет коэффициента скорости старения изоляции с помощью файла excel-формата, полученного выгрузкой данных системы мониторинга технического состояния оборудования.

Для проверки работоспособности программного комплекса использовалась выгрузка данных с системы мониторинга технического состояния «Safe-T» АТ-1 подстанции 220 кВ операционной зоны одного из РДУ. Такая выгрузка полностью соответствует необходимому формату, что позволяет использовать эти данные для автоматизированного расчета с помощью ПК «AgingRate». На рисунке 3 и 4 приведены результаты расчета в автоматизированном режиме для АТ-1 ПС 220 кВ операционной зоны одного из РДУ за целые операционные сутки 12.07.2023.

№	Дата	T	Алгоритм	Результат
1	2023-07-12	64		Номинальный режим работы
2	2023-07-12 00:30:00.000	66		Номинальный режим работы
3	2023-07-12 01:00:00.000	68		Номинальный режим работы
4	2023-07-12 01:30:00.000	70		Номинальный режим работы
5	2023-07-12 02:00:00.000	72		Номинальный режим работы
6	2023-07-12 02:30:00.000	74		Номинальный режим работы
7	2023-07-12 03:00:00.000	75		Номинальный режим работы
8	2023-07-12 03:30:00.000	76		Номинальный режим работы
9	2023-07-12 04:00:00.000	77		Номинальный режим работы
10	2023-07-12 04:30:00.000	77		Номинальный режим работы
11	2023-07-12 05:00:00.000	78		Номинальный режим работы
12	2023-07-12 05:30:00.000	79		Номинальный режим работы
13	2023-07-12 06:00:00.000	80	Уравнение Монсингера	0,125
14	2023-07-12 06:30:00.000	81	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,458333/0,125000
15	2023-07-12 07:00:00.000	82	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,165667/0,132013
16	2023-07-12 07:30:00.000	83	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,1875/0,140625
17	2023-07-12 08:00:00.000	84	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,083333/0,155000
18	2023-07-12 08:30:00.000	85	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,229167/0,1875
19	2023-07-12 09:00:00.000	86	Уравнение Монсингера	0,25
20	2023-07-12 09:30:00.000	87	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,391667/0,257013
21	2023-07-12 10:00:00.000	88	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,333333/0,265625
22	2023-07-12 10:30:00.000	89	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,375/0,28125
23	2023-07-12 11:00:00.000	90	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,416667/0,3125
24	2023-07-12 11:30:00.000	91	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0,458333/0,375

Рисунок 3. Результат расчета ПК «AgingRate» для выгрузки с системы непрерывного мониторинга Safe-T 12.07.2023 с начала суток до 11 часов 30 минут местного времени

Дата	T	Алгоритм	Результат
25 2023-07-12 12:00:00.000	92	Уравнение Монтсингера	0.5
26 2023-07-12 12:30:00.000	93	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.583333/0.515625
27 2023-07-12 13:00:00.000	94	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.666667/0.53125
28 2023-07-12 13:30:00.000	95	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.75/0.5625
29 2023-07-12 14:00:00.000	96	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.833333/0.625
30 2023-07-12 14:30:00.000	97	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.916667/0.75
31 2023-07-12 15:00:00.000	98	Уравнение Монтсингера	1
32 2023-07-12 15:30:00.000	99	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.10688
33 2023-07-12 16:00:00.000	100	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.19167
34 2023-07-12 16:30:00.000	101	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.28244
35 2023-07-12 17:00:00.000	102	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.37959
36 2023-07-12 17:30:00.000	103	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.48352
37 2023-07-12 18:00:00.000	104	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.59466
38 2023-07-12 18:30:00.000	105	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.71348
39 2023-07-12 19:00:00.000	106	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.84045
40 2023-07-12 19:30:00.000	107	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.97608
41 2023-07-12 20:00:00.000	106	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.84045
42 2023-07-12 20:30:00.000	105	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.71348
43 2023-07-12 21:00:00.000	104	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.59466
44 2023-07-12 21:30:00.000	103	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.48352
45 2023-07-12 22:00:00.000	102	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.37959
46 2023-07-12 22:30:00.000	101	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.28244
47 2023-07-12 23:00:00.000	100	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.19167
48 2023-07-12 23:30:00.000	99	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.10688

Рисунок 4. Результат расчета ПК «AgingRate» для выгрузки с системы непрерывного мониторинга Safe-T 12.07.2023 с 12 часов дня до 12 часов ночи местного времени

Проведенный расчет подтвердил работоспособность и корректность программного комплекса и заложенного в его логику алгоритма. Из рисунков 3 и 4 можно сделать вывод, что программный комплекс имеет хорошую чувствительность к изменениям температурного режима благодаря дискретности температурных изменений в 1°C. Результаты проведенного расчета показывают соответствие между зафиксированными системой мониторинга «Safe-T» температурными режимами и выходными данными расчетного модуля программного комплекса «AgingRate». Данный факт свидетельствует о практической применимости предлагаемого программного решения в условиях эксплуатации трансформаторного маслонаполненного оборудования.

Заключение

Предлагаемые комплексный алгоритм и программный комплекс «AgingRate» подтвердили свою работоспособность при тестировании на реальных эксплуатационных данных. Программа реализует комплексный алгоритмический подход на базе существующих методов расчета скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования, а также предлагаемых в работах авторов. Модульная архитектура позволяет интегрировать внешние источники данных на базе систем мониторинга технического состояния трансформаторного оборудования (такие как, например, «Safe-T»), что позволяет гибко адаптироваться под всевозможные условия эксплуатации трансформаторного оборудования. Принцип работы базируется на непрерывной обработке температурной телеметрии, накоплении статистической информации, а также на расчете по модели ускоренного старения, что позволяет в реальном времени оценивать техническое состояние изоляции.

Дополнительные механизмы ускорения/торможения деградации изоляции в условиях Арктики изменяют накопительную скорость структурного разрушения изоляции оборудования. Эти механизмы учитываются через коэффициент скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования в условиях арктического климата.

Список литературы:

1. Силовые трансформаторы. Справочная книга / под ред. С. Д. Лизунова, А. М. Лоханина. М: Энергоиздат, 2004. 616 с.
2. Хренников А.Ю., Вахнина В.В., Кувшинов А.А., Александров Н.М. Силовые трансформаторы в электрических сетях: испытания, нормативные документы. Часть 1 // Библиотечка электротехника. 2021. № 6(270). С. 1-99.
3. Зокирова, И. З. Сокращённые и полные анализы трансформаторных масел // Современные научные исследования и инновации. 2022. № 3. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2022/03/97842> (дата обращения: 11.09.2025).

4. Хренников А.Ю. Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов. М.: Энергоатомиздат, 2007. 319 с.
5. Сеница, М. К., Хренников А.Ю. Скорость старения изоляции силовых трансформаторов: анализ подходов и методов оценки // Электроэнергетика глазами молодежи – 2023 : Материалы XIII Международной научно-технической конференции: в 2 томах, Красноярск, 23–27 октября 2023 года. Том 1. Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2023. С. 195-198.
6. Конограй, С. П. Применение модели старения твёрдой изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов для их диагностики в режиме эксплуатации // Электротехника и электромеханика. 2010. № 1. С. 43-45.
7. Сеница М.К., Хренников А.Ю., Косорлуков И.А., Сеница К.И. Разработка алгоритма адаптивной методики расчета скорости старения изоляции маслонаполненного трансформаторного оборудования // Релейная защита и автоматизация. 2024. № 2(55). С. 52-55.
8. Кузнецов А. А., Харламов В.В., Волчанина М.А. Алгоритм диагностирования изоляции силовых трансформаторов акустическим методом в условиях изменения температуры // Омский научный вестник. 2022. № 3 (183). С. 70-74. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2022-183-70-74>
9. Yuan Z., Wang Q., Ren Z., Lv F., Xie Q., Geng J. Zhu J., Teng F. Investigating Aging Characteristics of Oil-Immersed Power Transformers' Insulation in Electrical-Thermal-Mechanical Combined Conditions // Polymers. 2023. Vol. 15. № 21. 4239. <https://doi.org/10.3390/polym15214239>
10. Сеница, М. К., Хренников А.Ю. Программный комплекс расчета коэффициента скорости старения изоляции трансформаторного маслонаполненного оборудования // Энергия единой сети. 2024. № 5-6(75). С. 24-31.
11. Атаев Н. Н., Атаев Ш.Н. Информационные технологии в энергетике // Наука и мировоззрение. 2024. № 25. С. 5-12.
12. Антонов В. В., Родионова Л.Е., Кромина Л.А., Фахрулина А.Р., Баймурзина Л.И. Формирование модели интеллектуального программного аналитического комплекса в электроэнергетике // Онтология проектирования. 2023. Т. 13. № 4 (50). С. 463-475. <https://doi.org/10.18287/2223-9537-2023-13-4-463-475>

References:

1. Lizunov SD, Lokhanin AM. (eds). Silovye transformatory = Power transformers. Reference book. Moscow: Energoizdat; 2004. 616 p. (In Russ.).
2. Khrennikov AY, Vakhnina VV, Kuvshinov AA, Aleksandrov NM. Silovye transformatory v elektricheskikh setiakh: ispytaniia, normativnye dokumenty. Chast' 1 = Power transformers in electrical networks: tests, regulatory documents. Part 1. Bibliotekha elektrotekhnika = Library of Electrical engineering. 2021;(6):1-99. (In Russ.).
3. Zokirova IZ. Sokrashchennye i polnye analizy transformatornykh masel = Abbreviated and complete analyses of transformer oils. Modern scientific research and innovation. 2022;(3). (In Russ.). <https://web.snauka.ru/issues/2022/03/97842>
4. Khrennikov AY, Gol'dshtein VG. Tekhnicheskaya diagnostika, povrezhdaemost' i resursy silovykh i izmeritel'nykh transformatorov i reaktorov = Technical diagnostics, damageability and resources of power and measuring transformers and reactors. Moscow: Energoatomizdat; 2007. 319 p. (In Russ.).
5. Sinitsa MK, Khrennikov AY. Skorost' stareniiia izoliatsii silovykh transformatorov: analiz podkhodov i metodov otsenki = The rate of aging of insulation: an analysis of approaches. In: Elektroenergetika glazami molodezhi – 2023 : materialy XIII Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii = Youth view on power engineering - 2023: proceedings of the XIII International Scientific and Technical Conference; October 23-27 2023, Krasnoyarsk, Russia. Krasnoyarsk: Sibirskii federal'nyi universitet; 2023. p. 195-198. (In Russ.).
6. Konograi SP. Primenenie modeli stareniiia tverdoi izoliatsii silovykh maslonapolnennykh transformatorov dlia ikh diagnostiki v rezhime ekspluatatsii = Application of the solid insulation aging model for diagnostics of oil-filled power transformers in operation. Elektrotekhnika i elektromekhanika = Electrical engineering and electromechanics. 2010;(1):43-45. (In Russ.).
7. Sinitsa MK, Khrennikov AY, Kosorlukov IA, Sinitsa KI. Development of an algorithm for an adaptive method for calculating the aging rate of insulation of oil-filled transformer equipment. Relay protection and automation. 2024;55(2):52-55. (In Russ.).
8. Kuznetsov AA, Kharlamov VV, Volchanina MA. Algorithm for diagnosing the insulation of power transformers by the acoustic method under changing temperature conditions.

- Omsk Scientific Bulletin. 2022;183(3):70-74. (In Russ.). <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2022-183-70-74>
9. Yuan Z., Wang Q., Ren Z., Lv F., Xie Q., Geng J. Zhu J., Teng F. Investigating Aging Characteristics of Oil-Immersed Power Transformers' Insulation in Electrical-Thermal-Mechanical Combined Conditions. *Polymers*. 2023;15(21):4239. <https://doi.org/10.3390/polym15214239>
 10. Sinitsa MK, Khrennikov AY. Software package for calculating the aging rate coefficient of insulation of oil-filled transformer equipment. *Unified grid energy*. 2024;75(5-6):24-31. (In Russ.).
 11. Ataev NN, Ataev ShN. Information technologies in the energy sector. *Science and worldview*. 2024;(25):5-12. (In Russ.).
 12. Antonov VV, Rodionova LE, Kromina LA, Fakhrullina AR, Baimurzhina LI. Formation of a model of an intelligent software analytical complex in the electric power industry. *Design ontology*. 2023;50(4):463-475. (In Russ.). <https://doi.org/10.18287/2223-9537-2023-13-4-463-475>