X Международная
научно-техническая конференция
«Развитие и повышение надежности
распределительных электрических сетей»

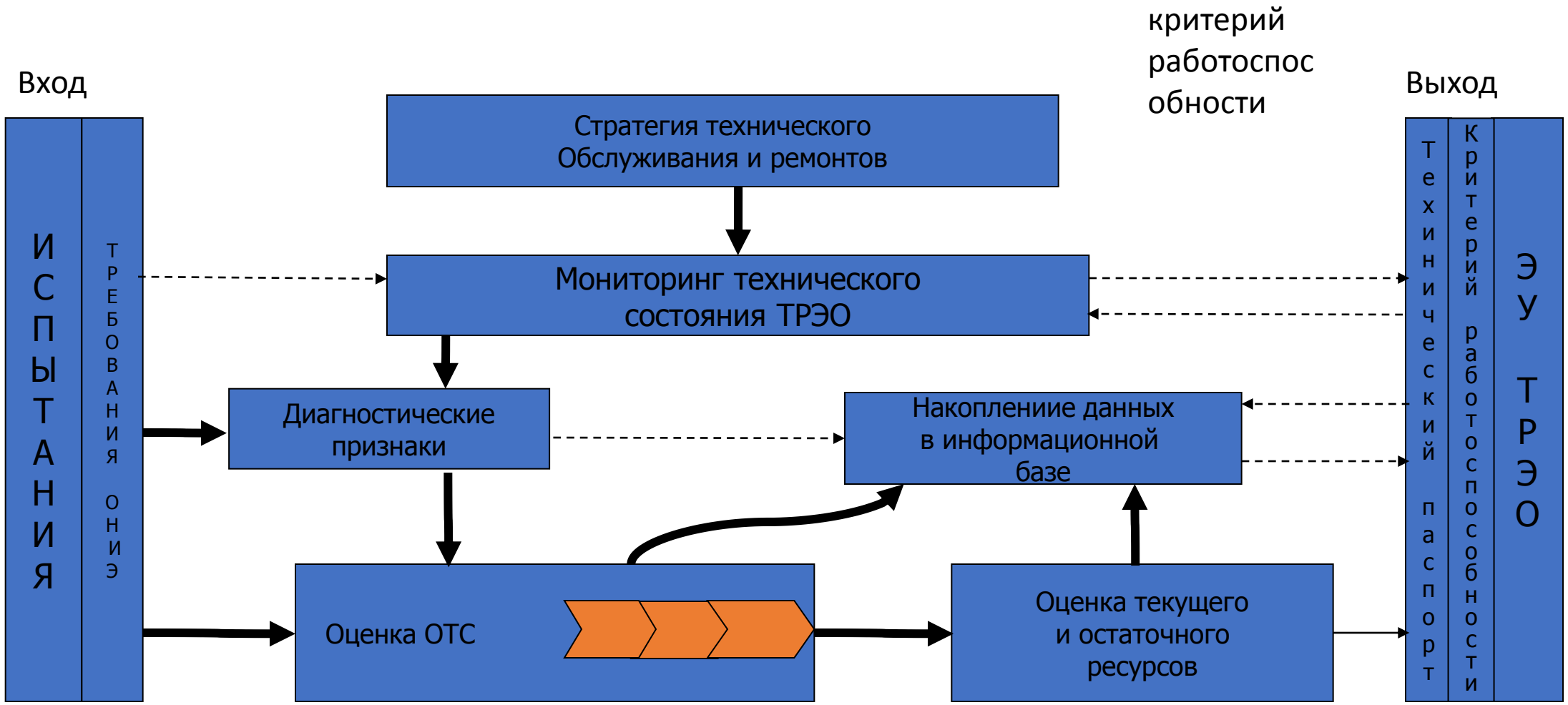
РОССЕТИ
ЭЛЕКТРО ЭНЕРГИЯ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

2025 / 1–3 июля / Москва / Конгресс-центр ЦМТ

Расчёт скорости старения изоляции силовых трансформаторов с применением программного комплекса «AgingRate» для класса изоляции «А»

Хренников Александр Юрьевич
АО «Россети НТЦ»
Синица Марк Константинович
филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, аспирант ФГБОУ ВО «СамГТУ»

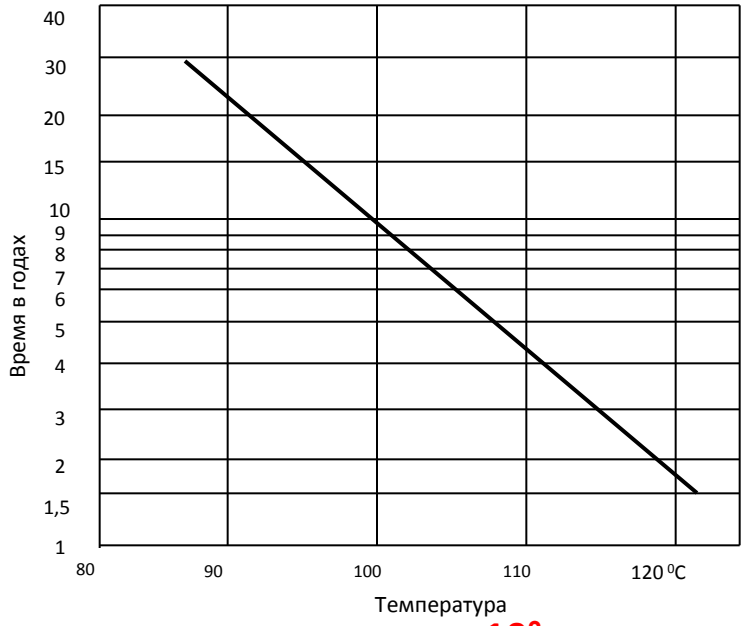
ДИАГНОСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТРЭО.
СИСТЕМА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ПОТОКОВ



ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК Трансформаторного оборудования

Кривая жизни изоляции Z=f(ϑ), дающая для каждой данной температуры ϑ время Z, необходимое для снижения сопротивления разрыву до предельного значения.

Кривая жизни кабельной бумаги ***по Монсингеру.***



Из кривой также видно, что каждые 10° повышения температуры ускоряют процесс старения в 2,4 раза, или что каждые 8° сокращают время износа вдвое. Кривая жизни *Z=f(ϑ)*, выражается экспоненциальной функцией вида

$$Z = A \cdot e^{-a\vartheta},$$

где *e* — основание натуральных логарифмов, а *A* и *α* — некоторые постоянные, численное значение которых нетрудно найти. Выразим, что каждые 8° повышения температуры сокращают срок службы вдвое:

$$\frac{Z}{2} = A \cdot e^{-a(\vartheta+8)}$$ Далее имеем:

$$\frac{1}{2} = e^{-a\cdot 8}; \quad \alpha = 0{,}0865$$

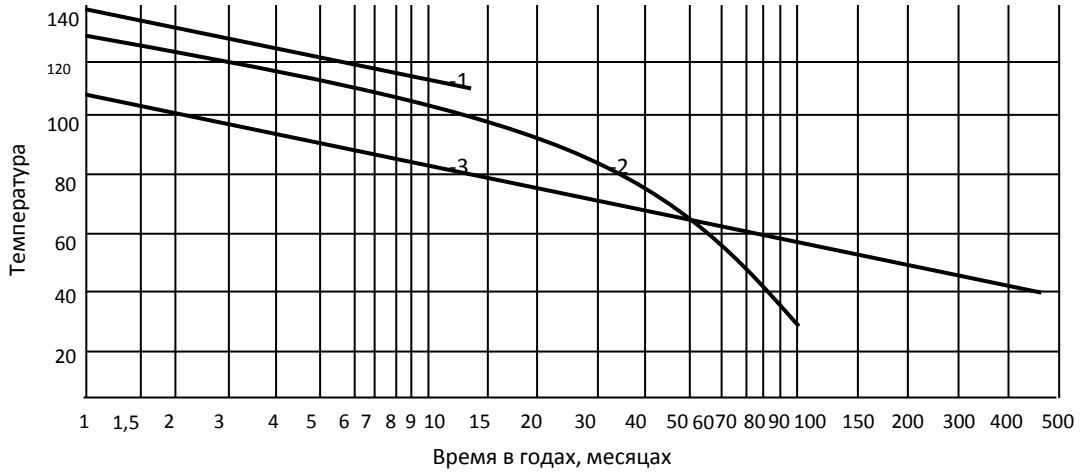
Кривая жизни трансформатора, по Монсингеру, выражается уравнением:

$$Z = 7{,}15 \cdot 10^4 \cdot e^{-0{,}088\vartheta},$$

где *Z* — срок службы в годах,
ϑ — температура обмотки в наиболее горячей точке ее.
Это уравнение Монсингер принимает только для значений *Z* в пределах от 0 до 23 лет, т. е. для температур обмотки не ниже 90°. Для значений *ϑ* от 90° и ниже кривую жизни можно выразить уравнением:

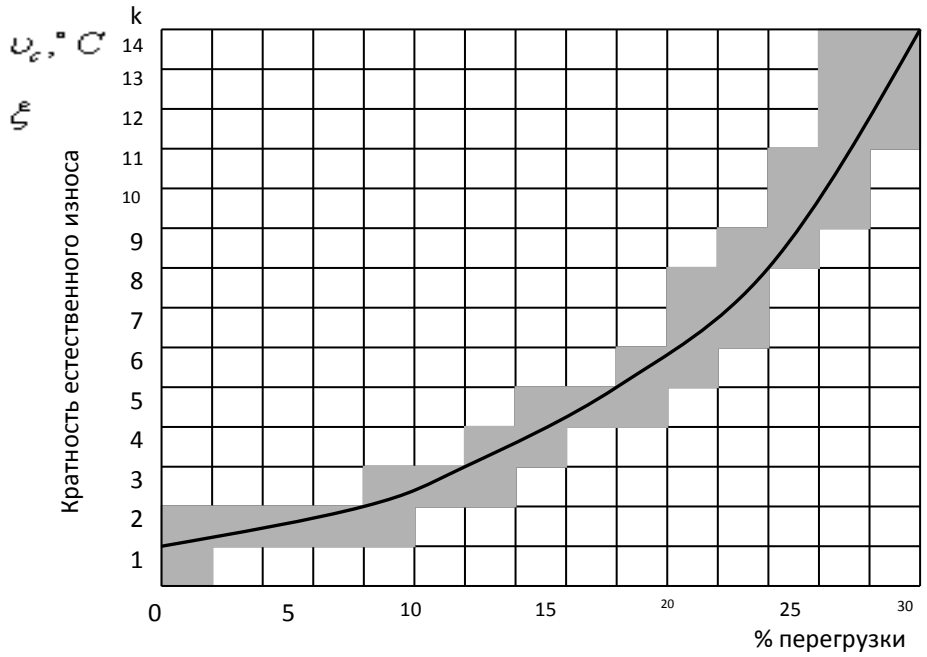
$$Z' = 130 - 1{,}2 \cdot \vartheta.$$

Кривые жизни бумажной изоляции в масляном трансформаторе по Мосингеру и Никольсу.
(1 – Никольс (в месяцах); 2 – Мосингер (в годах); 3 – Никольс (в годах)).



УЧЕТ ИЗНОСА ОТ ДЛИТЕЛЬНЫХ ПЕРЕГРУЗОК

Увеличение естественного износа при весьма длительных перегрузках (по Шницеру).

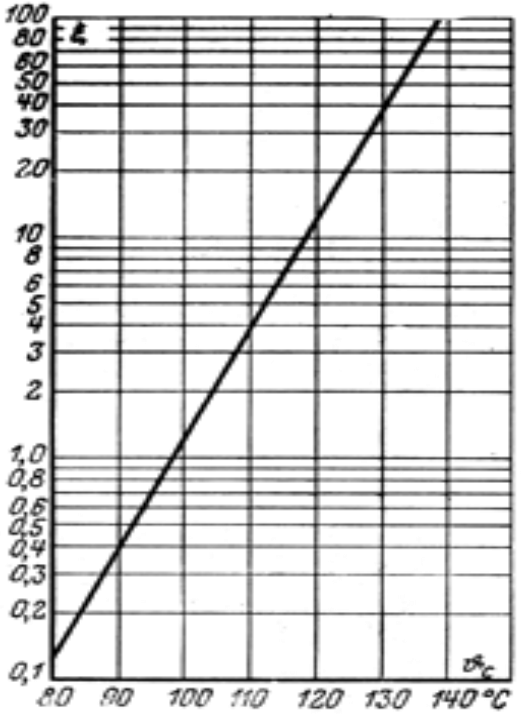


в пределах перегрузок от 1 до 30% каждому проценту перегрузки соответствует повышение температуры обмотки приблизительно на 1°. Кратность *N* увеличения износа :

$$N = \frac{\xi}{\xi_0} = e^{0,088p}.$$

где *p* – процент перегрузки.

Зависимость относительного износа изоляции ξ от температуры наиболее нагретой точки ϑ_c (по Кишу).



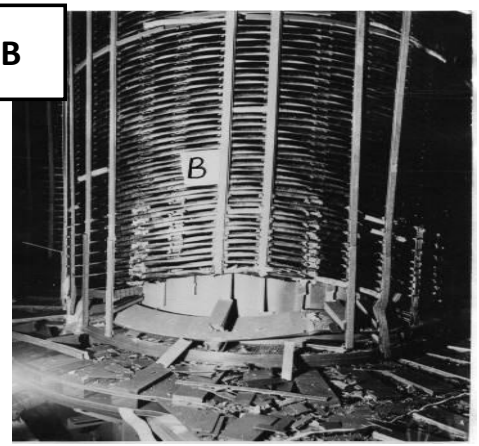
υ_c, °C	ξ
80	0,125
86	0,25
92	0,5
98	1,0
104	2,0
110	4,0
116	8,0
122	16,0
128	32,0
134	64,0
140	128,0

ДЕФЕКТЫ И ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

А

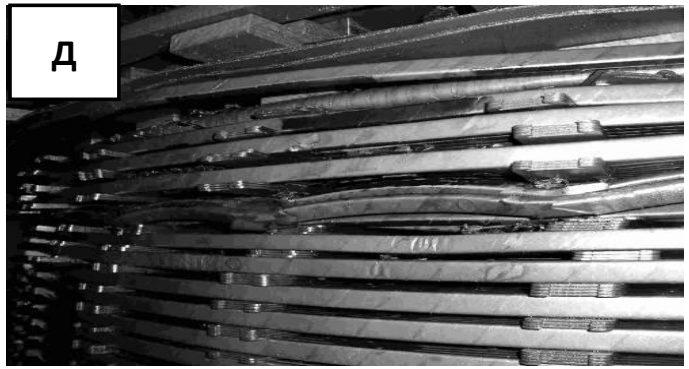
Повреждение реактора типа РОДЦ-60000/500 на подстанции «Рубцовская» МЭС Сибири из-за образования «желтого налета».

В



Фотография фазы “В” обмотки НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220, иллюстрирующая потерю осевой устойчивости обмотки.

Д

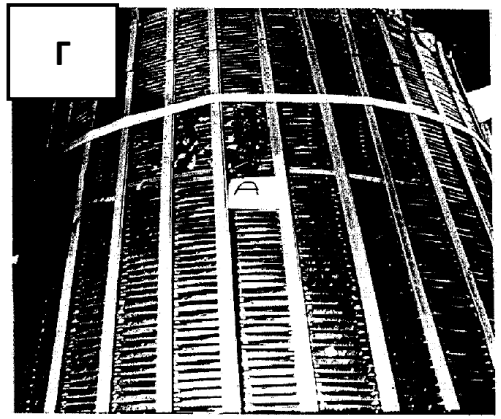


Полегание обмоточного провода из-за действия токов КЗ

Б

Образование парафинообразного «желтого налета» в бумажномасляной изоляции ввода

Г



Радиальные деформации обмотки силового маслонаполненного трансформатора 250 МВА/ 220 кВ.

Е

Радиальные остаточные деформации обмотки 500 кВ автотрансформатора типа АТДЦТНГ-250000/500/110 подстанции “Златоуст”

ДЕФЕКТЫ И ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

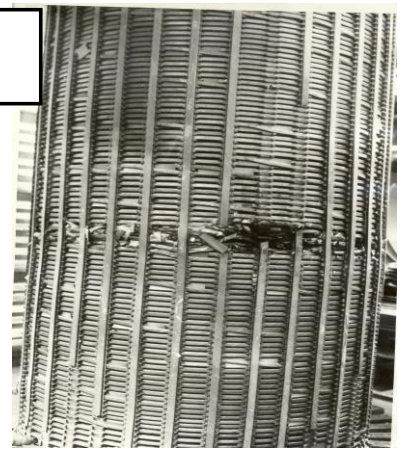
ж

Повреждение трансформаторного ввода вследствие действия частичных разрядов.

и

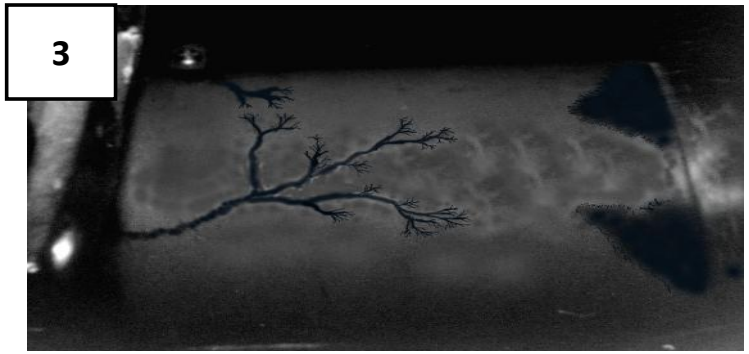
Витковое замыкание в регулировочной обмотке автотрансформатора типа АОДЦТН-167000/500/220 из-за действия ЧР.

л



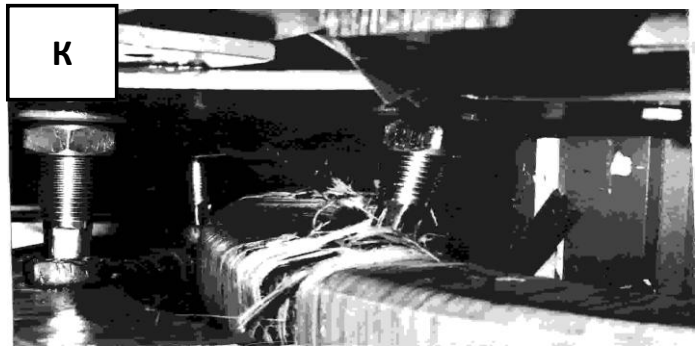
Общая обмотка АТ типа АТДЦТН-125000/220/110, иллюстрирующая возникновение виткового замыкания в результате действия ЧР.

з



Следы частичных разрядов на изоляционной конструкции.

к



Повреждение прессующей системы обмотки из-за электродинамических усилий.

м

Повреждение ТТ 330 кВ типа ТФРМ-330-У1 (ТРН-330) на ПС "Ленинградская" из-за действия ЧР.

1. Методы расчета скорости старения изоляции трансформаторного оборудования

Теория активных соударений

Теория активных соударений

Прогнозирование старения изоляции (информация об энергии активации для различных процессов деградации изоляции позволяет оценить, насколько быстро материал будет стареть при различных температурах; это способствует прогнозированию остаточного срока службы оборудования, а также дает возможность разработки стратегии по эксплуатации

Моделирование теплового старения (в процессе диагностики можно применять уравнение Аррениуса для расчёта скорости старения и тем самым предсказывать время, за которое изоляция достигнет критического уровня деградации при заданной рабочей температуре)

Оптимизация рабочих режимов (используя принципы ТАС, можно смоделировать температурные и эксплуатационные условия трансформаторов, позволяя выбрать такие режимы, при которых изоляция будет подвергаться минимальному термическому воздействию; такая оптимизация позволяет продлить срок службы трансформатора, сократив его эксплуатационные расходы, а также уменьшает вероятность отказа оборудования

Уравнение Вант-Гоффа – Аррениуса

Одним из основных методов учёта старения (деструкции) целлюлозной изоляции является применением уравнения Вант-Гоффа – Аррениуса (применяется, в частности, для контроля времени эксплуатации трансформаторного оборудования компании Alstom):

$$k(T) = A \cdot e^{\left(\frac{-E_a}{RT}\right)}$$

где *A* – предэкспонециальный множитель;

***T* – температура, *К*;**

***Ea* – подбирается в зависимости от свойств материала и условий эксплуатации, Дж/моль·К;**

***R* – *универсальная газовая постоянная*.**

Основная идея этого уравнения заключается в экспоненциальном росте скорости химической реакции при увеличении энергии активации молекул с ростом температуры благодаря достаточной энергии преодоления активационного барьера.

При рассмотрении применения уравнения Вант-Гоффа – Аррениуса исходим из того, что все реакции химического разложения происходят на границе сред в газовой фазе, т.е. в тонком слое между трансформаторным маслом и твёрдой изоляцией обмоток.

Уравнение Монтсингера

Основным инструментов определения скорости старения изоляции является уравнение Монтсингера. Для применения этого метода необходимо, на первом этапе, определиться с температурой наиболее нагретой точки обмотки трансформатора. Температура наиболее нагретой точки определяется как:

$$\theta_{ННТ,t} = \theta_{ННТ,t} + \nu_{M,t} + \nu_{ННТ.M,t}$$

Коэффициент скорости старения изоляции определяется как:

$$V = 2^{\frac{(\theta_{ННТ,t} - 98)}{6}}$$

Таблица 1 – Коэффициент скорости старения изоляции от температуры наиболее нагретой точки

$\theta_{ННТ,t}$	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140
V	0,125	0,25	0,5	1,0	2,0	4,0	8,0	16,0	32,0	64,0	128,0

примечание: приведенные данные соответствуют изоляционным материалам класса «А» и были взяты из **ГОСТ 14209-97,** где они были получены экспериментально

Метод усредненных промежуточных

Величина приращения коэффициента скорости старения на каждом шестиградусном интервале определяется как:

$$\Delta V = \frac{V_2 - V_1}{T_2 - T_1}$$

Значение коэффициента скорости старения изоляции для температуры *T*, находящейся внутри шестиградусного интервала вычисляется как:

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

Таблица 2 – Усредненно-промежуточный коэффициент скорости старения изоляции от температуры наиболее нагретой точки для каждого градуса

Өннт,t	80	81	…	86	87	…	92	93	…	98	99	…	104	105	…
V	0,125	0,146	…	0,25	0,292	…	0,5	0,583	…	1	1,167	…	2	2,333	…

Модифицированный метод

В общем виде правило Монтсингера можно представить в виде:

$$V = V_0 + V_0$$

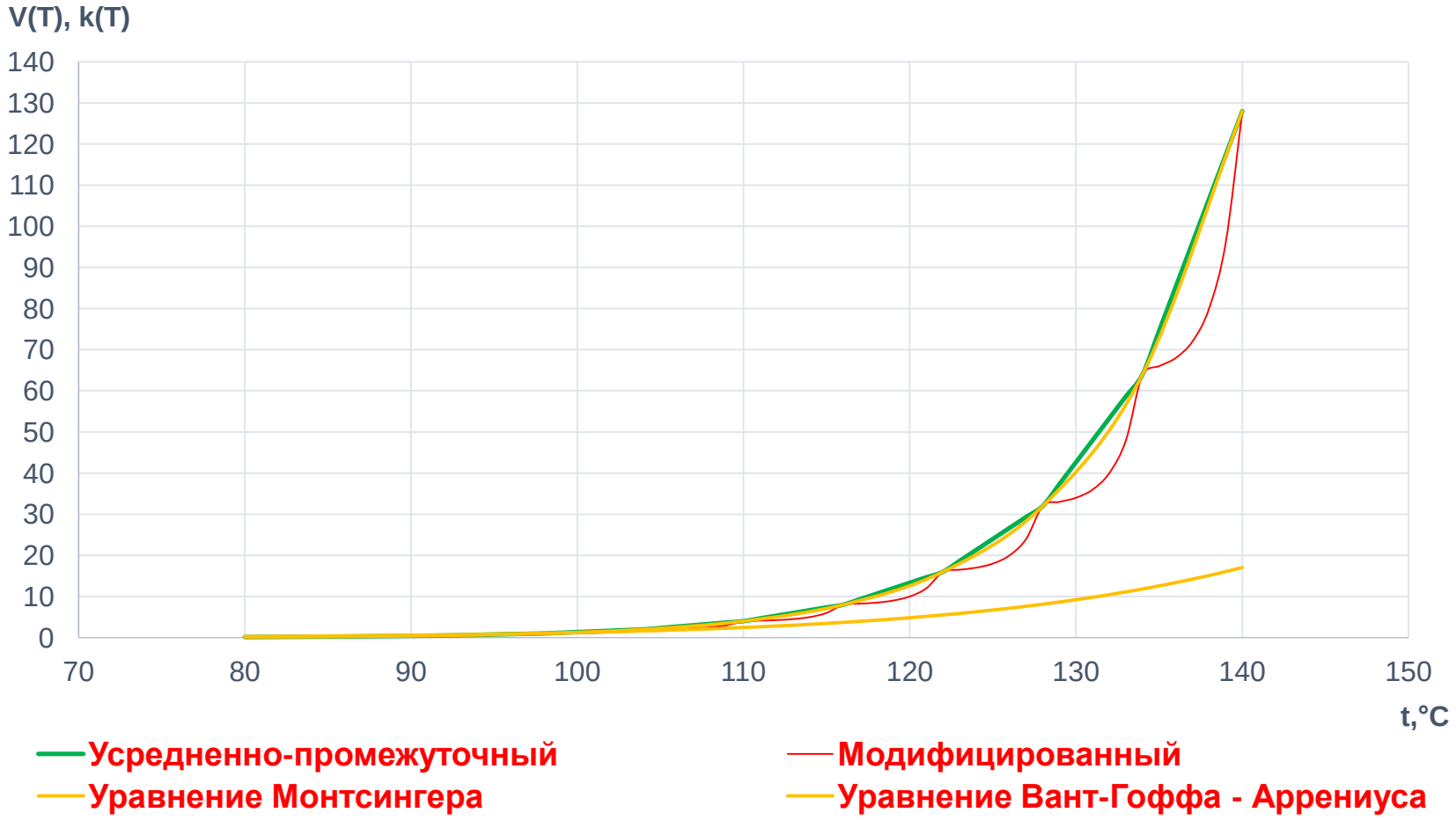
$$V = V_0 + \frac{V_0}{2^n}$$

При $n = 0$ коэффициент скорости старения изоляции оборудования равен $V = 2V_0$, что соответствует удвоению коэффициента скорости старения изоляции трансформаторов, предполагаемого в эмпирическом уравнении Монтсингера.

Таблица 3 – Модифицированный коэффициент скорости старения изоляции от температуры наиболее нагретой точки для каждого градуса

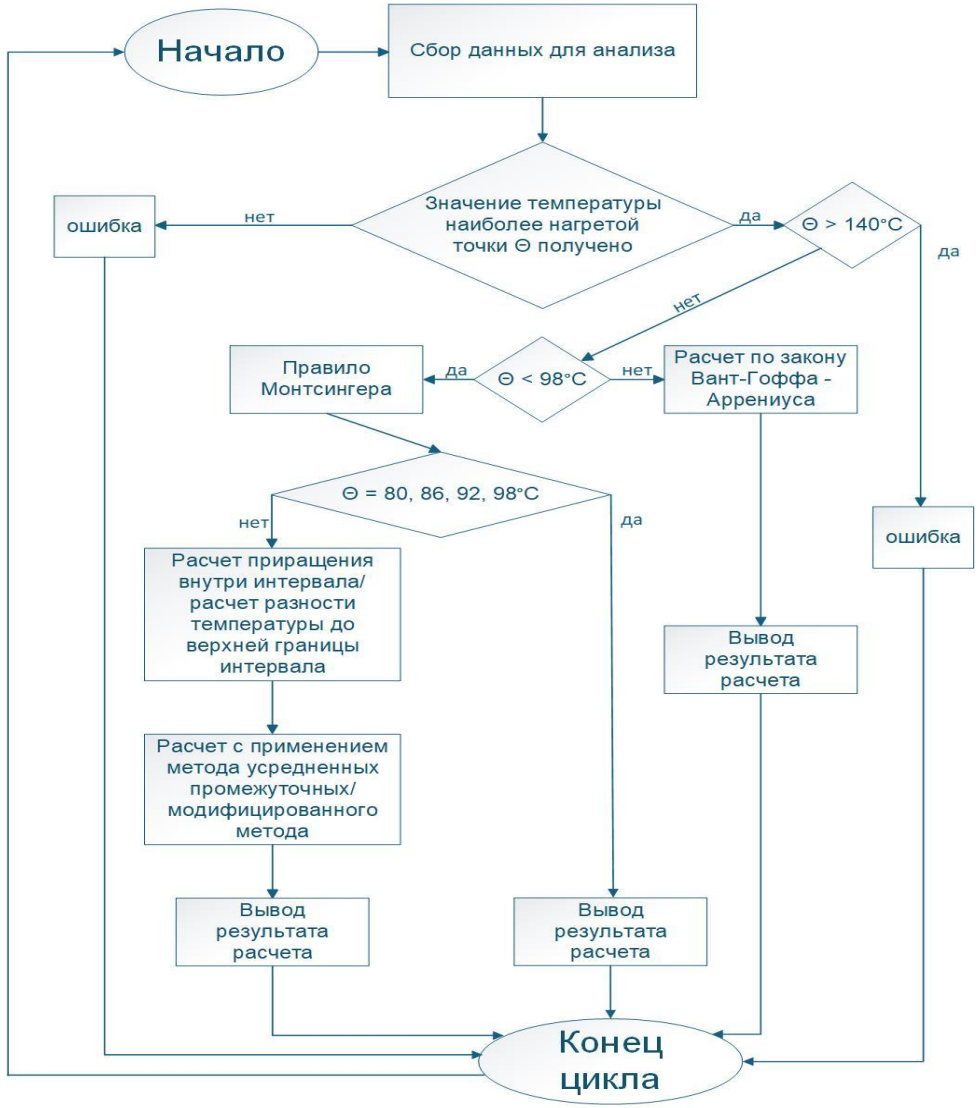
Өнн T,t	80	81	…	86	87	…	92	93	…	98	99	…	104	105	…
V	0,125	0,129	…	0,25	0,258	…	0,5	0,516	…	1	1,031	…	2	2,063	…

Сравнение методов оценки скорости старения изоляции



Сравнение методов оценки скорости старения изоляции трансформаторного оборудования

Комплексный алгоритм расчета скорости старения изоляции



Сигнализация нормального режима работы

Сигнализация отсутствия входных данных

Значение коэффициента скорости старения по правилу Монтсингера

Значение коэффициента скорости старения с применением метода усредненных промежуточных и модифицированного метода

Значение коэффициента скорости старения по уравнению Вант-Гоффа - Аррениуса

Сигнализация необходимости технической диагностики

Сравнение методов оценки скорости старения изоляции трансформаторного оборудования

Программный комплекс «AgingRate»

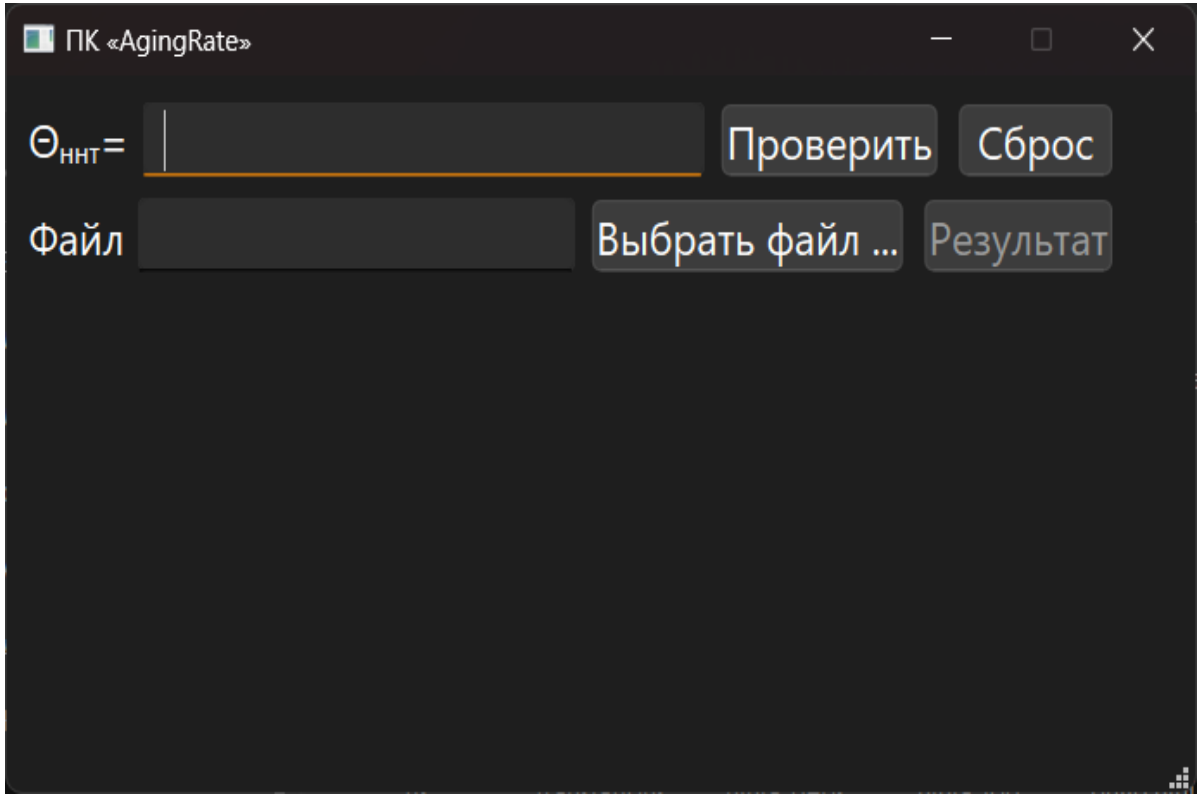


Рис. 3. Рабочая область ПК «AgingRate»

Отчёт за период с 01.01.2024 0:00:00 по 11.09.2024 0:00:00

Дата / Время	(АТ11) Ток ВН ф.А, А	(АТ11) Ток ВН ф.В, А	(АТ11) Ток ВН ф.С, А	(АТ11) Ток НН ф.А, А	(АТ11) Ток НН ф.В, А	(АТ11) Ток НН ф.С, А	(АТ11) Температура нижних слоёв масла, °С	(АТ11) Температура верхних слоёв масла, °С	(АТ11) Температура окружающей среды, °С	(АТ11) Темп-ра ННТ обмотки, °С
02.01.2024 0:00:00	96,3	97,1	99,9	0,0	0,0	0,0	-4,6	18,0	5,2	18,5
03.01.2024 0:00:00	110,3	109,7	113,5	0,0	0,0	0,0	-9,9	14,2	2,1	14,9
04.01.2024 0:00:00	169,9	167,5	173,9	0,0	0,0	0,0	-13,7	13,5	2,1	14,7
05.01.2024 0:00:00	115,7	116,0	119,9	0,0	0,0	0,0	-14,5	12,7	2,1	13,4
06.01.2024 0:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,5	12,7	0,0	0,0
07.01.2024 0:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,5	12,7	0,0	0,0
08.01.2024 0:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,5	12,7	0,0	0,0
09.01.2024 0:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,5	12,7	0,0	0,0
10.01.2024 0:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14,5	12,7	0,0	0,0
11.01.2024 0:00:00	134,8	134,1	138,2	0,0	0,0	0,0	-2,4	21,2	0,0	22,1
12.01.2024 0:00:00	152,3	151,2	151,2	0,0	0,0	0,0	-2,3	20,4	0,0	21,5
13.01.2024 0:00:00	125,7	125,6	128,8	0,0	0,0	0,0	-5,6	18,7	0,0	19,5
14.01.2024 0:00:00	123,1	122,0	124,3	0,0	0,0	0,0	-8,6	14,9	0,0	15,6
15.01.2024 0:00:00	126,1	125,6	129,6	0,0	0,0	0,0	-3,3	18,7	0,0	19,5
16.01.2024 0:00:00	135,9	136,5	139,9	0,0	0,0	0,0	5,8	25,5	1,7	26,4
17.01.2024 0:00:00	144,0	143,3	147,3	0,0	0,0	0,0	7,3	27,7	1,7	28,7
18.01.2024 0:00:00	140,3	139,3	144,7	0,0	0,0	0,0	-0,3	21,7	1,7	22,6
19.01.2024 0:00:00	121,6	120,1	124,3	0,0	0,0	0,0	1,3	21,7	1,7	22,4
20.01.2024 0:00:00	124,2	122,4	127,9	0,0	0,0	0,0	3,5	23,2	1,7	24,0
21.01.2024 0:00:00	119,5	122,7	126,2	0,0	0,0	0,0	2,8	22,4	1,7	23,2
22.01.2024 0:00:00	124,8	127,7	131,8	0,0	0,0	0,0	-1,0	20,2	1,7	21,0
23.01.2024 0:00:00	144,2	145,2	149,4	0,0	0,0	0,0	2,8	23,2	1,7	24,2
24.01.2024 0:00:00	135,1	134,3	137,3	0,0	0,0	0,0	5,0	24,7	1,7	25,6
25.01.2024 0:00:00	147,4	144,8	151,1	0,0	0,0	0,0	8,8	28,5	1,7	29,5

Выгрузка данных с системы мониторинга АТ-11 подстанции Московского кольца

Результат расчет коэффициента скорости старения с применением ПК «AgingRate»

Просмотр таблицы

	Дата	T	Алгоритм	Результат
103	13.04.2024 0:00:00	38,7		Номинальный режим работы
104	14.04.2024 0:00:00	38,4		Номинальный режим работы
105	15.04.2024 0:00:00	36,8		Номинальный режим работы
106	16.04.2024 0:00:00	34,5		Номинальный режим работы
107	17.04.2024 0:00:00	37,2		Номинальный режим работы
108	18.04.2024 0:00:00	36,6		Номинальный режим работы
109	19.04.2024 0:00:00	31,3		Номинальный режим работы
110	20.04.2024 0:00:00	32,9		Номинальный режим работы
111	21.04.2024 0:00:00	35,2		Номинальный режим работы
112	22.04.2024 0:00:00	36,0		Номинальный режим работы
113	23.04.2024 0:00:00	37,9		Номинальный режим работы
114	24.04.2024 0:00:00	36,2		Номинальный режим работы
115	25.04.2024 0:00:00	34,8		Номинальный режим работы
116	26.04.2024 0:00:00	41,2		Номинальный режим работы
117	27.04.2024 0:00:00	41,7		Номинальный режим работы
118	28.04.2024 0:00:00	37,8		Номинальный режим работы
119	29.04.2024 0:00:00	39,4		Номинальный режим работы
120	30.04.2024 0:00:00	41,7		Номинальный режим работы
121	01.05.2024 0:00:00	41,5		Номинальный режим работы
122	02.05.2024 0:00:00	41,2		Номинальный режим работы
123	03.05.2024 0:00:00	36,0		Номинальный режим работы
124	04.05.2024 0:00:00	34,6		Номинальный режим работы
125	05.05.2024 0:00:00	36,8		Номинальный режим работы

Рис. 5. Результат расчета с применением ПК «AgingRate» для ПС московского кольца

Просмотр таблицы

	Дата	T	Алгоритм	Результат
1	02.01.2024 ...	79		Номинальный режим работы
2	03.01.2024 ...	80	Уравнение Монтсингера	0.125
3	04.01.2024 ...	81	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.145833/0.128906
4	05.01.2024 ...	82	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.166667/0.132813
5	06.01.2024 ...	83	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.1875/0.140625
6	07.01.2024 ...	84	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.208333/0.15625
7	08.01.2024 ...	85	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.229167/0.1875
8	09.01.2024 ...	86	Уравнение Монтсингера	0.25
9	10.01.2024 ...	87	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.291667/0.257813
10	21.01.2024 ...	98	Уравнение Монтсингера	1
11	22.01.2024 ...	99	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.10688
12	23.01.2024 ...	100	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.19167
13	24.01.2024 ...	101	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	1.28244
14	09.02.2024 ...	117	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	3.94378
15	03.03.2024 ...	140	Уравнение Вант-Гоффа — Аррениуса	17.0219
16	04.03.2024 ...	141		Необходима диагностика
17	05.03.2024 ...	142		Необходима диагностика
18	06.03.2024 ...	143		Необходима диагностика
19	07.03.2024 ...	144		Необходима диагностика
20	08.03.2024 ...	145		Необходима диагностика
21	09.03.2024 ...	146		Необходима диагностика
22	10.03.2024 ...	147		Необходима диагностика
23	11.03.2024 ...	148		Необходима диагностика
24	12.03.2024	149		Необходима диагностика

Рис. 6. Результат расчета ПК «AgingRate» для проверки работоспособности разработанного алгоритма

Результат расчет коэффициента скорости старения с применением ПК «AgingRate»

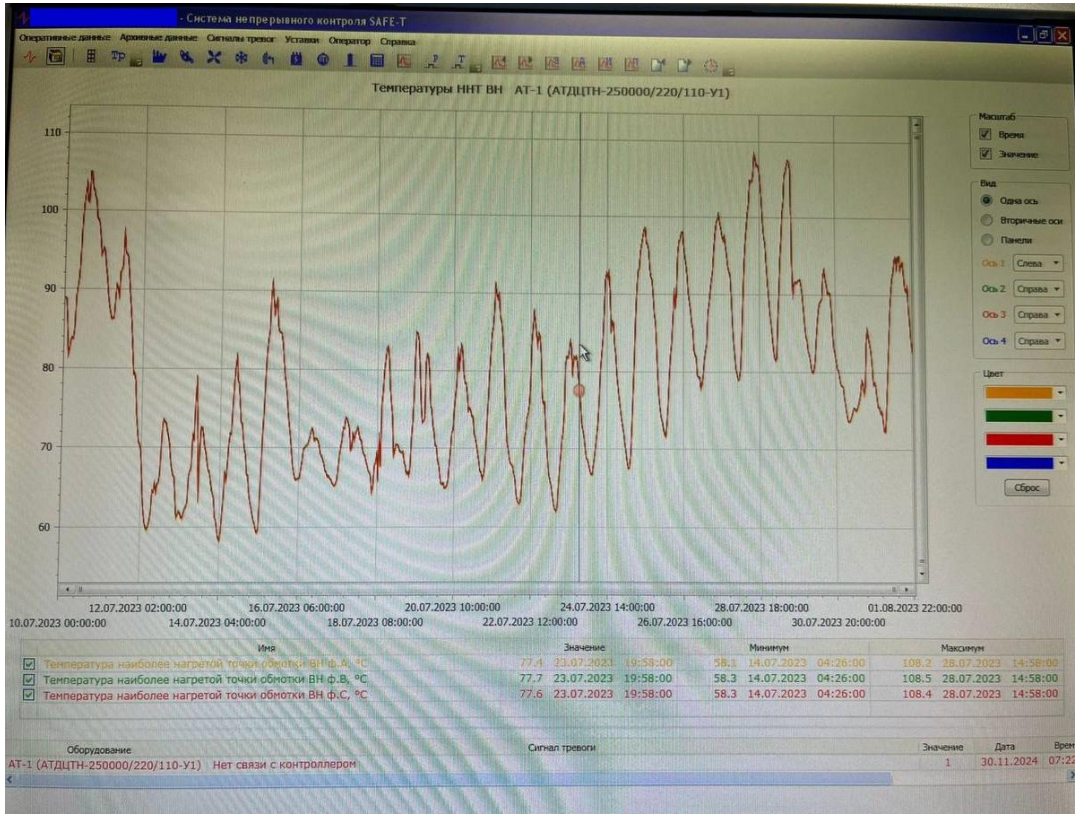
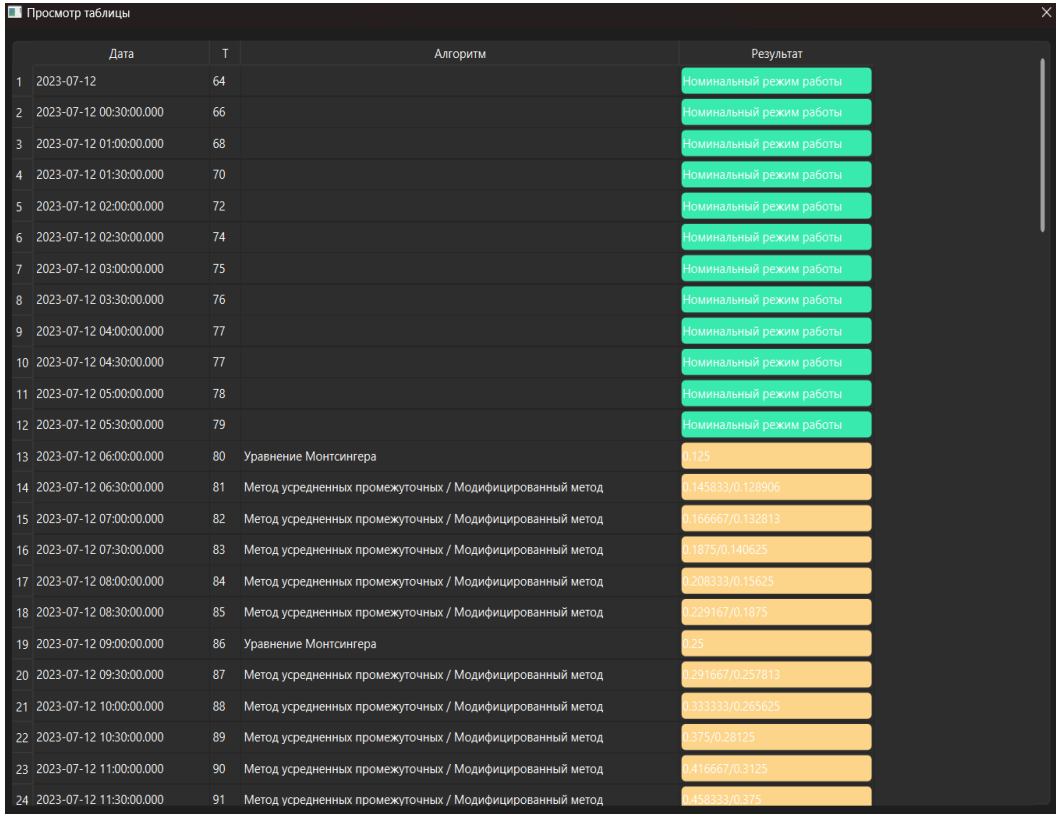


Рис. 7. **График температуры наиболее нагретой точки обмотки ВН фазы С трансформатора с системы непрерывного мониторинга Safe-T за период с 10.07.2023 до 01.08.2023**



Просмотр таблицы

	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 Монтсингера	0.125
14	2023-07-12 06:30:00.000	81	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.145833/0.128906
15	2023-07-12 07:00:00.000	82	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.166667/0.132813
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	0.208333/0.15625
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 Монтсингера	0.25
20	2023-07-12 09:30:00.000	87	Метод усредненных промежуточных / Модифицированный метод	0.291667/0.257813
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

Рис. 8. **Результат расчета с применением ПК «AgingRate» для выгрузки с системы непрерывного мониторинга Safe-T 12.07.2023 с начала суток до 11 часов 30 минут местного времени**

Выводы

- **Анализ применяемых в настоящее время подходов к расчету коэффициента старения изоляции трансформаторов показал ограниченность их точности при определённых условиях эксплуатации, особенно на отдельных температурных участках.**
- **Идентифицированы температурные диапазоны, в которых применение шестиградусных интервалов приводит к искажению результатов расчёта. Это стало основой для разработки уточнённых методов, учитывающих температурные изменения с шагом 1 °C, что позволяет получить более корректные значения коэффициента старения.**
- **Предложенные решения обеспечивают повышение точности оценки старения в пределах стандартных интервалов, что особенно важно для надёжного прогнозирования остаточного ресурса маслонаполненной изоляции в силовых трансформаторах.**
- **Разработанная универсальная алгоритмическая модель расчёта коэффициента старения интегрирует уточнённые методы в единую структуру, позволяя гибко адаптироваться к различным условиям эксплуатации и существенно повысить точность оценки ресурса изоляционной системы.**
- **Реализация данной модели в составе программного комплекса «AgingRate» в связке с системой Safe-T создаёт технологическую платформу для цифровой трансформации мониторинга и диагностики оборудования. Применение комплекса позволяет повысить достоверность решений в области оценки техсостояния и эффективно реализовывать мероприятия по продлению срока службы трансформаторов в рамках цифровизации производственных активов.**

Спасибо за внимание!