

УДК 621.313.322

*А. И. ТИТКО, К. А. КУЧИНСКИЙ, В. А. ТИТКО***СТАТИСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТЕРМОДЕФЕКТОВ РОТОРА В УСЛОВИЯХ ПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ**

С использованием данных испытаний турбогенератора типа ТГВ-300 мощностью 300 МВт на Трипольской ТЭС проведены численные исследования температурных полей ротора в различных эксплуатационных режимах. Создана база данных для определения максимальных температур обмотки возбуждения в зависимости от степени развития в ней термодфектов и активной и реактивной нагрузки ТГ. Построены статистические модели зависимости температуры от технологических параметров и степени ухудшения условий охлаждения витков обмотки для диагностирования дефектов в системе охлаждения обмотки ротора.

Ключевые слова: статистические модели, диагностика, регрессионные зависимости, численное моделирование, турбогенератор, обмотка ротора, дефекты охлаждения, нагрев.

З використанням даних випробувань турбогенератора типу ТГВ-300 потужністю 300 МВт на Трипільській ТЕС проведено чисельні дослідження температурних полів ротора в різних експлуатаційних режимах. Створено базу даних для визначення максимальних температур обмотки збудження в залежності від ступеня розвитку в ній термодфектів і активного й реактивного навантаження ТГ. Побудовано статистичні моделі залежності температури від технологічних параметрів і ступеня погіршення умов охолодження витків обмотки для діагностування дефектів у системі охолодження обмотки ротора.

Ключові слова: статистичні моделі, діагностика, регресійні залежності, чисельне моделювання, турбогенератор, обмотка ротора, дефекти охолодження, нагрів.

The technique of numerical calculation heating of a rotor powerful turbogenerator is developed. The technique takes into account real geometry of object, presence of defects cooling, a condition thermolysis from a surface and in ventilating channels of a winding excitation, parameters of a loading mode. The technique can be applied for research of temperature fields of a rotor turbogenerator in asynchronous, asymmetrical, dynamic and other modes. The analysis of a technical condition turbogenerators on thermal power stations of Ukraine is carried out. The main malfunctions of TG influencing reliability of work are defined. On the basis of the given tests of a turbogenerator such as TGV-300 by capacity 300 MWt on Tripolskaya power station numerical researches of temperature fields of a rotor in various operational modes are carried out. The database for definition of the maximal temperatures of a excitation winding depending on a degree of development in her thermo defects and active and jet loading TG is created. Comparison of settlement and experimental values on heatings is carried out under nominal conditions of cooling of a rotor winding. Statistical models of temperature dependence from technological parameters and degrees of deterioration of cooling conditions of winding coils are developed. It enables to diagnose many defects in system of cooling of a rotor winding under operating conditions generators at constantly changing loadings and technological parameters. The received multiple-factor regression dependences are based on a method of the smallest squares. They provide high reliability of models. For all dependences confidential intervals are defined. It is shown, that the data are in significant correlation with a technical condition of a turbogenerator.

Keywords: statistical models, diagnostics, regression dependences, numerical modeling, turbogenerator, winding of the rotor, defects of cooling, having heated.

Введение. Около 80 % турбогенераторного оборудования электростанций составляют отечественные турбогенераторы (ТГ), изготовленные Харьковским заводом «Электротяжмаш» и находящиеся в эксплуатации в основном с 1961–1972 г.г. В частности, на ТЭС Украины установлены 42 ТГ типа ТГВ–300 мощностью 300 МВт. Срок службы этих машин в соответствии с нормативной документацией составляет 25–30 лет. К настоящему времени 38 ТГ эксплуатируются 35–48 лет и 4 ТГ – 22–29 лет. Поэтому большинство энергетических электромашин ТЭС уже практически полностью выработали свой нормативный ресурс [5, 17].

Анализ функционирования нескольких ТГ типа ТГВ–300, проведенный силами ГП НИЦ «Укрэнергодиагностика», показал, что их номинальные характеристики после 30–40 лет работы не могут быть выдержаны вследствие изменения технического состояния основных узлов конструкций и систем их охлаждения с момента ввода в эксплуатацию. На отечественных ТЭС выполнена вынужденная перемаркировка единичной мощности энергоблоков, введенных в эксплуатацию до 1970 г: для 18 энергоблоков по 300 МВт установлена допустимая нагрузка 275–285 МВт. В частности, в настоящее время ТГ типа ТГВ–300 мощностью

300 МВт (Трипольская ТЭС) несут нагрузку в среднем 225 МВт, т.е. 0,75 от номинальной. Тем не менее, эти ТГ остаются основным генерирующим оборудованием в электроэнергетике, т.к. при отсутствии программ изготовления машин их замена в ближайшие годы нецелесообразна как по техническим, так и по экономическим соображениям.

Опыт эксплуатации мощных ТГ выявил характерные неисправности [16], связанные как с длительными сроками, так и с режимами работы машин: повреждения активной стали и обмоток вследствие местных перегревов; закупорка элементарных проводников охлаждения обмоток; тепловой небаланс и увеличение вибрации вследствие нарушения системы охлаждения обмотки ротора и др.

Самыми серьезными считаются повреждения сердечников и обмоток статора и ротора, приводящие к значительным материальным и временным потерям. Одним из главных ограничивающих факторов, определяющих длительность или величину нагрузки в различных эксплуатационных режимах работы мощных ТГ, являются местные нагревы конструктивных элементов массивных роторов, зависящие от теплофизических свойств применяемых материалов [2].

Асимметричный нагрев (тепловой дисбаланс в

© А. И. Титко, К. А. Кучинский, В. А. Титко, 2016

плоскості поперечного сечення внаслідок термоупругого прогибу [18]) ротора потужного ТГ являється однією з причин його підвищеної вібрації. Проявлення асиметрії може бути пов'язано як з технологією виробництва, так і з умовами експлуатації [10].

Через ротор можливі утечки водороду з корпусу ТГ в отворіях на бочці або валу для токоведущих болтів, що з'єднують кінці обмотки з токопідводом або токопідвод центрального отворіях з контактними кільцями; торцях центрального отворіях ротора (з боку турбіни і з боку живильника). При експлуатації можлива також закупорка витків ОР внаслідок перекриття вихідного вентиляційного отворіях в середній частині бочки з-за зсуву стеклотекстолитових прокладок між витками або під пазовим клином; перекриття прямокутного вікна в лобовій частині або засорення каналу витка ОР за рахунок випадково потрапивших сторонніх предметів і т.д. [6].

Температурну діагностику на основі використання таблиць залежності температури ротора від ступеня розвитку термодефектів [8] складно здійснювати на практиці внаслідок нестійкості навантаження генераторів і їх технологічних параметрів.

Ціль даної роботи являється розробка методики побудови бази знань для температурної діагностики роторів потужних турбогенераторів в умовах їх роботи при змінних навантаженнях.

Для побудови статистичних моделей в цілях діагностики термодефектів потрібно провести численні розрахунки температур в елементах ротора в різних експлуатаційних режимах і при різних термодефектах, створити базу даних для визначення максимальних і середніх температур в залежності від ступеня розвитку в ній термодефектів і активної і реактивної навантаження турбогенераторів.

Метод моделювання температурного поля ротора ТГ. Математична модель і методика теплових розрахунків базуються на основі численного рішення задачі стаціонарної теплопровідності методом кінцевих елементів (МКЕ) [4, 14] в двовимірній постановці в декартовій системі координат.

Складна геометрія машини вимагає детальної розрахункової моделі при високих навантаженнях. Використання трикутної сітки або елементів високого порядку в МКЕ дозволяє це зробити найкращим чином. МКЕ характеризується значною гнучкістю в побудові дискретної моделі розрахункової області, що дає можливість зменшити загальну кількість розрахункових точок за рахунок областей слабої зміни поля. Матриця коефіцієнтів розрешаючої системи рівнянь має ленточну, розріджену, симетричну структуру. Перевагою МКЕ являється також простота задання граничних умов.

Основні теоретичні положення і особливості розробленої польової методики наведені в роботі [9]. Моделі реалізовані в вигляді

комплексного пакета взаємопов'язаних програм численного розрахунку температурних полів в багатоваріантних складних областях на мові ФОРТРАН.

Об'єкт дослідження. Номинальні дані турбогенератора ТГВ-300 наведені в табл. 1.

Діаметр ротора статора – 1300 мм; діаметр активної частини ротора – 1120 мм; одностороння величина повітряного зазору – 90 мм; довжина активної сталі сердечника статора і активної частини бочки ротора – 5800 мм. Конструкція обмотки статора (ОС) – трифазна, двохшарова, петлева, розміщена в 60 пазах. Обмотка ротора (ОР) уложена в 36 продольних пазах бочки і виконана в вигляді 18 концентричних катушок, в кожній з яких по сім витків. Витки складаються з П-образних провідників, складених парно і утворюють внутрішній канал, через який проходить охолоджуючий водород. Вихід газу з кожного витка пазової частини в зазор машини здійснюється в середній частині ротора по радіальним отворіях в витках і пазових клинах. Число пазових ділень на роторі – 52 [15].

Таблиця 1 – Номинальні дані турбогенератора ТГВ-300

Найменування	Значення
Повна потужність, МВ·А	353
Активна потужність, МВт	300
Коефіцієнт потужності	0,85
Напруга, кВ	20
Частота, Гц	50
Номинальна швидкість обертання, об/хв	3000
Номинальний струм обмотки статора, кА	10,2
Число полюсів	2
Номинальний струм обмотки ротора, кА	3,05
Охолодження: Сердечник і обмотка статора – непосереднє	водород
Обмотка ротора – непосереднє	водород
Давлення водороду (при випробуваннях), МПа	0,3

Аналіз результатів розрахунку. Ротор ТГ являється найнавантаженою і найбільш відповідальною частиною ТГ як в тепловому, так і в механічному відношеннях. Максимальна робоча температура ОР при номінальній навантаженні може бути обмежена допустимими умовами нагрівостійкості використовуваних ізоляційних матеріалів [3]. Для підтвердження достовірності розрахункових даних використовуються результати технологічних випробувань на Трипольській ТЕС турбогенератора потужністю 300 МВт в різних експлуатаційних режимах.

Програма випробувань на Трипольській ТЕС передбачала проведення експериментів при роботі генератора ТГВ-300 в мережі при різних навантаженнях і зміні при цьому $\cos \phi$ від 0,85 до 1,0. Виконувалися вимірювання по всім штатним датчикам (термометрам опору – ТСО) заводської схеми контролю, визначалася середня температура обмотки ротора, фіксувалися показання всіх електроізмерительних приладів на блоку і

местном щитах управления. Полученные в процессе испытаний на Трипольской ТЭС результаты для различных эксплуатационных режимов сведены в табл. 2.

В [8] отражены результаты расчетов нагрева элементов ротора для номинальной электрической нагрузки ТГВ-300 в синхронном режиме при различных условиях охлаждения витков обмотки возбуждения, где установлено, при какой степени развития термодфекта эксплуатация генератора становится опасной с точки зрения теплового старения изоляции ОР.

В процессе эксперимента превышение средней температуры ОР ТГВ-300 при номинальном значении

тока возбуждения составило $57,5^{\circ}\text{C}$. Охлаждающий газ в номинальном режиме подогревается на пути от газоохладителей до выхода в зону «горячего» газа в максимальной точке на 50°C . Результаты испытаний позволяют получить необходимые для дальнейших теоретических исследований данные.

Были выполнены комплексные расчетные исследования температурных полей ротора ТГ типа ТГВ-300 при наличии дефектов охлаждения для нескольких нагрузочных режимов на основе экспериментальных данных штатной системы термоконтроля на Трипольской ТЭС (табл. 2).

Таблица 2 – Данные испытаний турбогенератора типа ТГВ-300 на Трипольской ТЭС

№ реж.	P , МВт	Q , МВА	U_1 , кВ	I_1 , кА	$\cos \varphi$	U_f , В	i_f , кА	$T_{об}$, $^{\circ}\text{C}$	$\Theta_{об}$, $^{\circ}\text{C}$
1	295	190	20,8	9,85	0,85	386	3,000	88,5	56,0
2	272	169	20,8	8,95	0,85	350	2,825	78,5	45,3
3	273	136	20,6	8,7	0,9	324	2,656	71,0	39,3
4	272	90	20,3	8,15	0,95	282	2,380	63,4	32,6
5	240	115	20,6	7,6	0,9	280	2,300	58,4	25,7
6	240	77	20,3	7,1	0,95	250	2,200	57,6	18,6

Расчетной областью является поперечное сечение полюсного деления в активной зоне генератора. На рис. 1 схематично показана условная минимальная разбивка (ротор – воздушный зазор – статор машины) на треугольные конечные элементы. Частичная дискретизация элементов заполнения каждого паза ротора и стержней обмотки статора осуществляется автоматически в соответствии с границами раздела сред материалов.

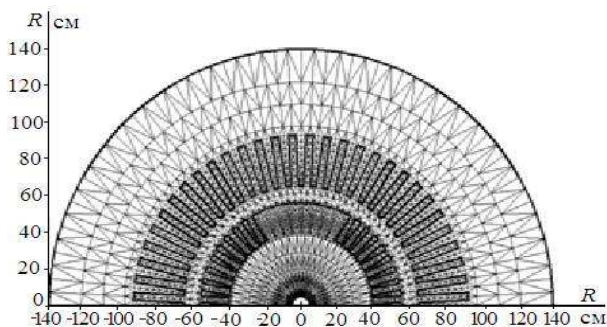


Рис. 1 – Дискретизация полюсного деления турбогенератора ТГВ-300

Для вариантных исследований теплового состояния элементов ротора при различных режимах нагрузки использовались величины тепловых потерь в основных узлах активной зоны машины из электромагнитного расчета турбогенератора.

Приближенное численное решение МКЭ задачи по определению электромагнитного поля [4, 11-14] имеет вид компактного ряда узловых значений магнитных вектор-потенциалов. Однако минимизация энергии дает поверхность решения, которое является единственным и точно определенным везде, а не только в вершинах треугольников. Поле ТГВ-300 определялось с помощью разработанного пакета программ FILDSTG.

На рис. 2 представлена картина распределения магнитного поля (линии равного векторного потенциала $\text{Re } \underline{A}$) в активном сечении ТГ, построенная для режима номинальной нагрузки.

В режиме номинальной нагрузки максимальные по абсолютной величине значения $\text{Re } \underline{A}$ достигают $1,049 \text{ Вб/м}$, изолинии на рисунке отображены с шагом $\Delta \text{Re } \underline{A} = 0,0586 \text{ Вб/м}$ (рис. 2).

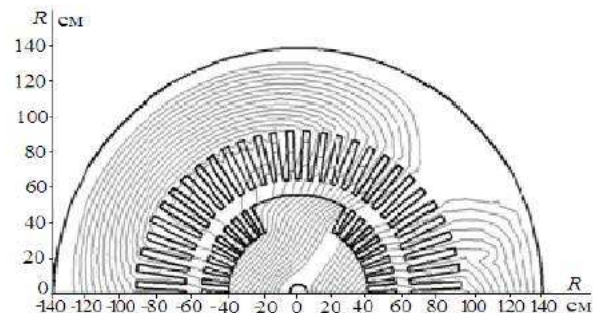


Рис. 2 – Распределение магнитного поля в активном сечении ТГ для режима номинальной нагрузки

Учитывались также значения механических потерь и расходов охлаждающих сред по трактам охлаждения из вентиляционного расчета.

На основе экспериментальных данных штатной системы термоконтроля ТГ для приведенных в табл. 2 эксплуатационных режимов были выполнены вариантные расчетные исследования МКЭ величин нагревов ОР при частичной закупорке вентиляционных каналов ее витков в пазу.

Температурное поле рассчитывалось на полюсном делении в наиболее нагретой зоне бочки ротора (в центральном сечении – на выходе горячего газа из обмотки). Расчетные максимальные температуры ($^{\circ}\text{C}$) обмотки ротора ТГВ-300 при

наличии дефектов охлаждения приведены в табл. 3.

Так как температуры обмотки возбуждения

регистрируются при разных нагрузках, то исследования для диагностики термодфектов в роторах проводились на основе построения статистических моделей, которые имели такой вид

$$T_{ov} = f(P, Q, U_b, I_b, \cos \varphi, U_f, i_f),$$

где T_{ov} – температура обмотки возбуждения;

P и Q – активная и реактивная мощности соответственно;

U_b, I_b, U_f, i_f – напряжение и ток статора и ротора соответственно, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Таблица 3 – Расчетные максимальные температуры обмотки ротора ТГВ-300 при наличии дефектов охлаждения

№ реж.	Количество закупоренных каналов обмотки возбуждения в пазу ротора					
	0		1	3	5	7
	Эксперимент	Расчет МКЭ				
1	88,5	85,7	94,7	113,2	134,2	187,0
2	78,5	80,7	88,8	105,5	124,2	170,9
3	71,0	76,6	84,0	99,1	115,8	156,8
4	63,4	71,3	77,7	90,5	104,5	136,3
5	58,4	70,1	76,2	88,5	101,7	131,0
6	57,6	67,7	73,5	84,9	97,2	123,8

Выбор моделей может быть и другим, и определяется наличием или отсутствием тех или иных статистических данных на электростанциях Украины.

Статистические модели построены с применением классических методов математической статистики с использованием компьютерного моделирования [7, 13].

На основе рассчитанных максимальных температур обмотки возбуждения в зависимости от степени развития в ней термодфектов (количества закупоренных каналов обмотки возбуждения в пазу ротора) и активной и реактивной мощности турбогенераторов (табл. 3) построены многофакторные регрессионные зависимости, основанные на методе наименьших квадратов и обеспечивающие высокую достоверность моделей [1]. Ниже приведены эти зависимости.

$$T_{ov} = -39,66 + 0,105 P - 0,0002 P^2 - 0,106 Q + 0,0004 Q^2 + 2,56 U_i + 0,00015 U_i^2 - 0,97 I_i + 10,94 \cos \varphi + 0,103 U_f + 7,653 i_f - \text{для варианта условно бездефектной машины.}$$

$$T_{ov} = -27,77 + 0,194 P + 0,0002 P^2 + 0,479 Q + 0,0003 Q^2 - 1,154 U_i + 0,00043 U_i^2 - 2,925 I_i + 111,413 \cos \varphi - 0,417 U_f + 20,488 i_f - \text{для варианта закупорки 1 канала обмотки возбуждения.}$$

$$T_{ov} = -185,92 + 0,354 P - 0,0003 P^2 + 0,385 Q + 0,0007 Q^2 + 3,69 U_i + 0,00093 U_i^2 + 2,546 I_i + 137,77 \cos \varphi - 0,486 U_f + 30,03 i_f - \text{для варианта закупорки 3 каналов обмотки возбуждения.}$$

$$T_{ov} = -118,05 + 0,538 P - 0,001 P^2 + 0,148 Q + 0,00095 Q^2 - 1,15 U_i + 0,0017 U_i^2 + 6,578 I_i + 111,829 \cos \varphi - 0,295 U_f + 33,512 i_f - \text{для варианта закупорки 5 каналов обмотки возбуждения.}$$

$$T_{ov} = 124,11 + 0,353 P - 0,0002 P^2 + 1,15 Q + 0,0009 Q^2 - 18,68 U_i + 0,0024 U_i^2 + 13,11 I_i + 259,44 \cos \varphi - 1,34 U_f + 94,35 i_f - \text{для варианта закупорки 7 каналов обмотки возбуждения.}$$

Чтобы адекватно оценить значения контролируемого параметра, достаточно подставить фактические значения параметров, характеризующие текущий режим, в соответствующую регрессионную зависимость, чтобы получить ожидаемое значение, характерное данному режиму.

Для всех полученных зависимостей были просчитаны доверительные интервалы. Интервалы отклонений (для разных нагрузок, напряжений и токов статора и ротора соответственно и т.д.) от точек измерений не превышали 13 %, что показывает на то, что данные находятся в значительной корреляции с техническим состоянием турбогенератора, а случайная составляющая влияет менее значимо.

Такие зависимости можно построить также при различных иных дефектах в системе охлаждения ротора турбогенератора, в т.ч. при частичных закупорках каналов охлаждения, нарушениях работы компрессоров и газоохладителей и др.

Проведенные исследования показывают, что температурная диагностика ротора электрических машин, которая проводится на основе построения статистических моделей, существенно повышает ее достоверность и эффективность.

Здесь приведены зависимости для максимальных температур обмотки возбуждения. Однако в эксплуатации контролируются, как правило, средние температуры. Тогда для использования при диагностики полученных соотношений их необходимо дополнить соотношениями зависимостей средних от максимальных температур. Так, для рассмотренного случая средняя температура обмотки возбуждения условно бездефектной машины будет иметь вид $T_{cp} = f(T_m)$. Диагностирование может осуществляться как по средней, так и по максимальной температуре. Однако, более целесообразно, оперировать с максимальными температурами, так как допусковый контроль осуществляется по максимальным температурам. Аналогично можно построить зависимости $T_m = f(T_{cp})$.

Выводы. 1. Разработана методика теплового расчета ротора ТГ при наличии дефектов в системе охлаждения. Сопоставление результатов численного расчета температурного поля ротора с экспериментальными данными натурных испытаний мощного ТГ показало на их удовлетворительное совпадение по температурам обмотки возбуждения в различных нагрузочных режимах.

2. Расчетные тепловые исследования ТГ мощностью 300 МВт показали, что при закупорке пяти вентиляционных каналов проводников максимальная температура изоляции обмотки возбуждения в режимах **1, 2** близка или превышает

предельно допустимую (130 °С) для класса нагревостойкости изоляции В. Поэтому эксплуатация ТГ при таких нагрузках и дефектах охлаждения снижает надежность машины и уменьшает остаточный ресурс с точки зрения теплового старения изоляции ОР. При семи закупоренных каналах работа ТГ в режимах **1-4** недопустима. Эти данные показывают на необходимость теплового контроля и диагностирования системы охлаждения роторов ТГ.

3. На основе эксплуатационного контроля температуры обмотки ротора мощных турбогенераторов и построенных статистических моделей зависимости температуры от технологических параметров, степени ухудшения условий охлаждения витков обмотки можно с большой достоверностью диагностировать многие дефекты в системе охлаждения обмотки ротора в условиях эксплуатации генераторов при постоянно изменяющихся нагрузках и технологических параметрах.

Список литературы:

1. Блаудзевич Ю. Г. Синтез регрессионных зависимостей для исследования режимов работы турбогенераторов / Ю. Г. Блаудзевич, В. И. Герман, Я. А. Дирба, Я. А. Новик // Изв. АН Латв. ССР. Серия физ. и техн. наук. – 1984. – №5. – С. 48–52.
2. Брынский Е. А. Вихревые токи, нагревы и обеспечение термостойкости массивных роторов крупных электрических машин переменного тока: дис. д-ра техн. наук: 05.09.01 / Брынский Евгений Алексеевич. – Л., 1987. – 419 с.
3. Данько В. Г. Анализ теплового стану турбогенератора потужністю 325 МВт з аксіальним водневим охолодженням / В. Г. Данько, С. В. Гончаров, І. Я. Черемісов, Г. І. Сайног // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2010. – Вип. 25. – С. 46–53.
4. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике / О. Зенкевич. – М.: Мир, 1975. – 541 с.
5. Зозулін Ю. В. Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій / Ю. В. Зозулін, О. С. Антонов, В. М. Бичік [и др.]. – Х.: ПФ «Колегіум», 2011. – 228 с.
6. Иноземцев Е. К. Ремонт турбогенераторов ТГВ–200 и ТГВ–300 / Е. К. Иноземцев. – М.: Энергия, 1977. – 120 с.
7. Кремер Н. Ш. Теория вероятностей и математическая статистика / Н. Ш. Кремер. – М.: Юнити–Дана, 2002. – 543 с.
8. Кучинский К. А. Анализ температурного поля ротора турбогенератора мощностью 300 МВт при асимметрии охлаждения пазовой зоны / К. А. Кучинский // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 4. – С. 59–66.
9. Кучинский К. А. Компьютерное моделирование и вариантный анализ тепловых процессов в роторе турбогенератора типа ТГВ–250 / К. А. Кучинский, Г. М. Федоренко // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2013. – Вип. 36. – С. 51–60.
10. Левицкий А. С. Измерение термодинамического прогиба турбогенератора / А. С. Левицкий, Г. М. Федоренко // Гідроенергетика України. – 2014. – № 1. – С. 5–6.
11. Милых В. И. Численно-полевые расчеты электромагнитных параметров турбогенераторов / В. И. Милых, Н. В. Полякова // Вісник НТУ «ХП». Серия «Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії». – 2014. – № 38 (1081). – С. 3–18.
12. Милых В. И. Организация численного расчета магнитного поля турбогенератора в режиме нагрузки с обеспечением заданных его выходных параметров / В. И. Милых, Н. В. Полякова // Електротехніка і електромеханіка. – 2012. – №1. – С. 36–41.
13. Руденко В. М. Математична статистика / В. М. Руденко. – К.: Центр учбової літератури, 2012. – 304 с.
14. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов / Л. Сегерлинд. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
15. Пузаков С. Е. Справочник по ремонту турбогенераторов / С. Е. Пузаков, О. С. Голоднова, Г. В. Ростик [и др.]. – М.: ИПК Госслужбы, ВИПКэнерго, 2006. – 724 с.
16. Счастливый Г. Г. Турбо- и гидрогенераторы при переменных графиках нагрузки / Г. Г. Счастливый, Г. М. Федоренко, В. И. Выговский. – К.: Наук. думка, 1985. – 208 с.
17. Шидловский А. К. Фундаментальные и прикладные исследования в области энергетического электромашиностроения на пороге III-го тысячелетия / А. К. Шидловский, Г. М. Федоренко, В. В. Кузьмин // Новини енергетики. – 2001. – № 9. – С. 20–28.
18. Zawojsky R. J., Genovese W. M. Generator Rotor Thermal Sensitivity – Theory and Experience / R. J. Zawojsky, W. M. Genovese // GE Power System. – GER-3809. – April 2010. – P. 1–18. – Режим доступа: http://site.geenergy.com/prod_serv/products/tech_docs/en/downloads/ger3809.pdf. – Дата звертання: 20 січня 2013.

References (transliterated):

1. Blavdzevich YU. G., German V. I., Dirba YA. A., Novik YA. A. Sintez regressionnykh zavisimostey dlya issledovaniya rezhimov raboty turbogeneratorov [Synthesis regression dependences for research of operating modes of turbogenerators]. *Izvestiya AN LSSR. Seriya fizicheskikh i tehniceskikh nauk*. 1985, no. 5, pp. 48–52.
2. Brynskiy E. A. *Vihrevyye toki, nagreyyi i obespechenie termostoykosti massivnykh rotorov krupnykh elektricheskikh mashin peremennogo toka: dis. d-ra tekhn. nauk 05.09.01* [Eddy currents, heating and maintenance of thermal stability of massive rotors of large electric machines of an alternating current. Dr. eng. sci. diss.]. Leningrad, 1987. 419 p.
3. Danko V. G., Goncharov E. V., Cheremisov I. Ya., Sainog G. I. Analiz teplovogo stanu turbogeneratora potuzhnisty 325 MVt z aksialnym vodnevym oholozhennyam [The analysis of a thermal condition of the turbogenerator power 325 MW with axial hydrogen cooling]. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. Kiev, 2010, no. 25, pp. 46–53.
4. Zenkevich O. *Metod konechnykh elementov v tekhnike* [The finite-elements method in techniques]. Moscow, Mir Publ., 1975. 541 p.
5. Zozulin Yu. V., Antonov O. E., Bychik V. M., Borichevskii A. M., Kobzar K. O., Livshits O. L., Rakogon V. G., Rogovyi I. Kh., Khajmovich L. L., Cherednik V. I. *Stvorennya novykh tipiv ta modernizatsiya diyuchykh turbogeneratorov dlya teplovykh elektrichnykh stantsiy* [Creation of new types and modernization of acting turbogenerators for thermal power plants]. Kharkiv, PF «Kolegium» Publ., 2011. 228 p.
6. Inosemtev E. K. *Remont turbogeneratorov TGV–200 i TGV–300* [Repair of turbogenerators TGV–200 and TGV–300]. Moscow, Energiia Publ., 1977. 120 p.
7. Kremer N. Sh. *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* [Probability theory and mathematical statistics]. Moscow, Yuniti–Dana Publ., 2002. 543 p.
8. Kuchinskii K. A. *Analiz temperaturnogo polya rotora turbogeneratora moschnostyu 300 MVt pri asimmetrii ohlazhdeniya pazovoy zonyi* [The analysis of temperature field of rotor of turbogenerator capacity 300 MW at asymmetry of cooling of grooving zone]. *Tehnichna elektrodinamika*. Kiev, 2013, no. 4, pp. 59–66.
9. Kuchynskiy K. A., Fedorenko G. M. *Kompyuternoe modelirovanie i variantnyy analiz teplovykh protsessov v rotore turbogeneratora tipa TGV–250* [Computer modeling and the variant analysis of thermal processes in the rotor of the turbogenerator of type TGV–250]. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. Kiev, 2013, issue 36, pp. 51–60.
10. Levitsky A. S., Fedorenko G. M. *Izmerenie termodinamicheskogo progiba turbogeneratora* [Measurement of a thermodynamic bending flexure of the turbogenerator]. *Gidroenergetika Ukrainy*. Kiev, 2014, no 1, pp. 5–6.
11. Milykh V. I., Polyakova N. V. *Chislennno-polevyie rascheti elektromagnitnykh parametrov turbogeneratorov*. [Numerical field calculations of the electromagnetic parameters of turbogenerators] *Visnik NTU "HPI". Seriya "Elektrichni mashini ta elektromehanične peretvorenniya energii"*. Kharkov: NTU "KPI", 2014, no. 38(1081), pp. 3–18.
12. Milykh V. I., Polyakova N. V. *Organizatsiya chislennogo rascheta magnitnogo polya turbogeneratora v rezhime nagruzki s obespecheniem zadannykh parametrov* [Organization of numerical calculation of the magnetic field of turbogenerator in

- the mode of loading with providing of prescribed out parameters]. *Electrotekhnika i Electromekhanika – Electrical engineering & electromechanics*. 2012, no. 1, pp. 36-41.
13. Rudenko V. M. *Matematichna statistika* [Mathematical statistics]. Kiev, Tsentr uchbovoyi literatury Publ, 2012. 304 p.
 14. Segerlind L. *Primenenie metoda konechnykh elementov* [Application of a finite-elements method]. Moscow, Mir Publ., 1979. 392 p.
 15. Puzakov S. E., Golodnova O. S., Rostik G. V. *Spravochnik po remontu turbogeneratorov* [Reference book on repair of turbogenerators]. Moscow, IPK gossluzhby, VIPKenergo Publ., 2006. 724 p.
 16. Schastliviy G. G., Fedorenko G. M., Vygovskii V. I. *Turbo- i gidrogeneratoryi pri peremennykh grafikah nagruzki* [Turbo- and hydrogenerators at variable generation schedules]. Kiev, Naukova dumka Publ., 1985. 208 p.
 17. Shidlovskii A. K., Fedorenko G. M., Kuzmin V. V. Fundamentalnyie i prikladnyie issledovaniya v oblasti energeticheskogo elektromashinostroeniya na poroge III-go tysyacheletiya [Fundamental and applied researches in the field of power the electric machine industry on a threshold of III the millennium]. *Novyny energetici*. Kiev, 2001, no 9, pp. 20–28.
 18. Zawoysky R. J., Genovese W. M.. Generator Rotor Thermal Sensitivity – Theory and Experience. *Journal of GE Power System*. GER-3809. April 2010, pp. 1–18. Available at: http://www.thg.ru/graphic/voxel_ray_casting. (accessed 20.01.2013).

Поступила (received) 18.07.2016

Бібліографічні описи / Библиографические описания / Bibliographic descriptions

Статистические модели для диагностики термодфектов ротора в условиях переменной нагрузки турбогенераторов / О. І. Титко, К. А. Кучинський, В. О. Тітко // Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск «Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії». – Х. : НТУ «ХПІ», 2016. – № 11 (1183). – С. 49–54. – Бібліогр.: 18 назв. – ISSN 2409-9295.

Статистические модели для диагностики термодфектов ротора в условиях переменной нагрузки турбогенераторов / А. И. Титко, К. А. Кучинський, В. А. Тітко // Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск «Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії». – Х. : НТУ «ХПІ», 2016. – № 11 (1183). – С. 49–54. – Библиогр.: 18 назв. – ISSN 2409-9295.

The statistical models for diagnostics of a rotor thermo defects in the conditions of variable loading of turbogenerators / O. I. Tytko, K. A. Kuchynskiy, V. O. Titko // Bulletin of NTU "KhPI". Thematic edition "Electric machines and electromechanical energy conversion." – Kharkiv : NTU "KhPI", 2016. – №11 (1183). – P. 49–54. – Bibliogr. 18. – ISSN 2409-9295.

«Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors»

Тітко Олексій Іванович, член-корр. НАН України, доктор технічних наук, професор, Інститут електродинаміки НАН України, завідувач відділом, (044)456-64-79; e-mail: otytko@ied.org.ua

Тітко Алексей Іванович, член-корр. НАН України, доктор технічних наук, професор, Інститут електродинаміки НАН України, заведуючий відділом, (044)456-64-79; e-mail: otytko@ied.org.ua

Tytko Oleksiy Ivanovich, Corresponding Member of NAS Ukraine, Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Institute of electrodynamics of NAS Ukraine, Department Head, +38 (044)456-64-79; e-mail: otytko@ied.org.ua

Кучинський Костянтин Артурович, доктор технічних наук, старший науковий співробітник, Інститут електродинаміки НАН України, ведучий науковий співробітник, (044)366-26-88; e-mail: kuchynskyy@mail.ru

Кучинский Константин Артурович, доктор технических наук, старший научный сотрудник, Институт електродинаміки НАН України, ведущий научный сотрудник, (044)366-26-88; e-mail: kuchynskyy@mail.ru

Kuchynskiy Kostiantyn Arturovich, Doctor of Technical Sciences, Senior Research Officer, Institute of electrodynamics of NAS Ukraine, Leading Researcher; +38(044) 366-26-88; e-mail: kuchynskyy@mail.ru

Тітко Владислав Олексійович, кандидат технічних наук, Інститут електродинаміки НАН України, науковий співробітник; (044)366-24-79; e-mail: titko_ied@mail.ru

Тітко Владислав Алексеевич, кандидат технических наук, Институт електродинаміки НАН України, научный сотрудник; (044)366-24-79; e-mail: titko_ied@mail.ru

Titko Vladislav Olekseevich, Candidate of Technical Sciences, Institute of electrodynamics of NAS Ukraine, Research Officer; +38(044) 366-24-79; e-mail: titko_ied@mail.ru