

Обзор методик оценки технического состояния электрической изоляции обмоток статоров высоковольтных турбогенераторов с воздушным охлаждением, находящихся в эксплуатации

**Э. Р. Маннанов^{1, 2✉}, А. М. Костельов¹, А. М. Андреев¹,
О. С. Балыков¹, В. С. Баранов¹, В. О. Белько²**

¹ АО «Силовые машины», Санкт-Петербург, Россия

² Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

✉ email-mannanov@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены основные факторы, которые могут приводить к изменению технических характеристик электрической изоляции статоров высоковольтных турбогенераторов с воздушным охлаждением в процессе эксплуатации, представлены результаты анализа методик диагностических испытаний для оценки текущего технического состояния электрической изоляции и предложения для возможности прогнозирования остаточного ресурса. Из полученных результатов наиболее важны выявленные технические решения по методикам диагностики и критериям оценки текущего технического состояния электрической изоляции статорных обмоток высоковольтных турбогенераторов, находящихся в длительной эксплуатации, и выработанные предложения для практического использования методик оценки вновь поставляемого и эксплуатируемого оборудования.

Ключевые слова: система изоляции, корпусная изоляция, система коронозащиты, факторы старения изоляции, механизм старения, ускоренное тепловое старение, критерии оценки

Для цитирования: Обзор методик оценки технического состояния электрической изоляции обмоток статоров высоковольтных турбогенераторов с воздушным охлаждением, находящихся в эксплуатации / Э. Р. Маннанов, А. М. Костельов, А. М. Андреев, О. С. Балыков, В. С. Баранов, В. О. Белько // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». 2025. Т. 18, № 4. С. 90–105. doi: 10.32603/2071-8985-2025-18-4-90-105.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Review article

Review of Methods for Assessing the Technical Condition of the Electrical Insulation Stator Windings of Air-Cooled Turbogenerators in Operation

**E. R. Mannanov^{1, 2✉}, A. M. Kostelov¹, A. M. Andreev¹,
O. S. Balykov¹, V. S. Baranov¹, V. O. Belko²**

¹ JSC «Power Machines», Saint Petersburg, Russia

² Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

✉ email-mannanov@mail.ru

Abstract. The paper considers the main factors that can lead to changes in the technical characteristics of the electrical insulation of stators of high-voltage air-cooled turbogenerators during operation, presents the results of an analysis of diagnostic test methods to assess the current technical condition of electrical insulation and suggestions for the possibility of predicting the remaining service life. The most important of the results obtained are the

identified technical solutions for diagnostic methods and criteria for assessing the current technical condition of the electrical insulation of stator windings of high-voltage turbogenerators in long-term operation and the developed proposals for the practical use of evaluation methods for newly supplied and operated equipment.

Keywords: insulation system, main insulation, crown protection system, insulation-aging factors, aging mechanism, accelerated thermal aging, evaluation criteria

For citation: Review of Methods for Assessing the Technical Condition of the Electrical Insulation Stator Windings of Air-Cooled Turbogenerators in Operation / E. R. Mannanov, A. M. Kostelov, A. M. Andreev, O. S. Balykov, V. S. Baranov, V. O. Belko // LETI Transactions on Electrical Engineering & Computer Science. 2025. Vol. 18, no. 4. P. 90–105. doi: 10.32603/2071-8985-2025-18-4-90-105.

Conflict of interest. The authors declare no conflicts of interest.

Введение. Высоковольтные турбогенераторы с воздушным охлаждением представляют собой высоконагруженные изделия. Электрическая изоляция высоковольтной статорной обмотки – ключевой элемент конструкции, определяющий эксплуатационную надежность таких турбогенераторов. В процессе длительной эксплуатации вследствие многофакторных связанных воздействий происходит изменение технических характеристик изоляции, что в конечном итоге приводит к электрическому пробую.

Для возможности исключения аварийных остановов оборудования представляется целесообразным разработать мероприятия для диагностики и оценки текущего технического состояния электрической изоляции. Массив данных замеров технических характеристик изоляции, полученных в процессе сервисного обслуживания и различных ремонтов, может быть использован для анализа и оценки ее технического состояния.

Мониторинг частичных разрядов на работающих машинах относится к наиболее широко распространенным методикам определения технического состояния изоляции высоковольтных статоров турбогенераторов. Он позволяет определить причину большинства проблем, связанных с возможными повреждениями изоляции – некачественной пропиткой изоляции, некачественным коронозащитным покрытием, разрушением изоляции под действием циклических и температурных нагрузок, загрязнением обмотки и т. д. Этот параметр может быть взят за основу для определения критериев оценки.

В нормативно-технической документации представлены критерии уровня и допустимой динамики изменения частичных разрядов, которые могут быть взяты за основу. Очевидно, что методики оценки должны базироваться на статистических данных сравнительного анализа, на

данных, полученных от систем регистрации частичных разрядов по однотипной линейке турбогенераторов, с идентичным конструктивным исполнением. При этом достоверность оценки растет с увеличением количества анализируемых объектов. В настоящее время массив таких данных практически отсутствует, что делает невозможным какой-либо технический анализ. В свою очередь, методология оценки остаточного ресурса изоляции обмотки статора носит высоковероятностный характер в силу специфики старения полимерных материалов при многофакторных эксплуатационных воздействиях и требует применения разрушающих методов исследований наряду с предлагаемыми неразрушающими методами оценки. Этот момент может стать существенным ограничивающим фактором использования методологии для находящегося в эксплуатации оборудования.

В настоящее время в части системы изоляции существует необходимость разработки критериев эксплуатационной надежности турбогенераторов, включая методологию оценки остаточного ресурса изоляции обмотки статора, в том числе по показателям уровня и динамики частичных разрядов.

В настоящей статье исследуются процессы старения изоляции и возможные методы диагностики ее состояния в процессе эксплуатации турбогенераторов с воздушным охлаждением, выполненные на основе изучения научно-технических источников.

Для возможности прогнозирования работоспособности турбогенераторов в период эксплуатации и оценки остаточного ресурса изоляции представляется целесообразным оценить возможность выработки критериев эксплуатационной надежности изоляции обмотки статора турбогенераторов с воздушным охлаждением.

Факторы, определяющие старение электрической изоляции турбогенераторов в процессе эксплуатации и механизм старения слюдосодержащей корпусной изоляции турбогенераторов с воздушным охлаждением. Старение корпусной слюдосодержащей изоляции турбогенераторов происходит под действием комплекса факторов – таких, как электрическое, тепловое, механическое воздействия и, в меньшей степени, воздействие окружающей среды.

На практике учесть все факторы невозможно, поэтому выбираются наиболее весомые, которые условно разделяются на четыре основные группы и отражаются на диаграмме соответствующими ветвями. Далее по каждой группе выявляются отдельные наиболее активно действующие эксплуатационные факторы.

В результате длительной эксплуатации корпусная изоляция постепенно ухудшает свои свойства, т. е. происходит ее старение, завершающееся, в конечном итоге, полным пробоем (выходом изоляции из строя). Факторы различных групп воздействуют на изоляцию одновременно, тем не менее для уточнения основных причин старения важно кратко рассмотреть влияние каждого из старящих факторов индивидуально.

По данным Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE) около 50 % отказов высоковольтных электрических машин вызвано повреждением изоляции обмоток статора, поэтому руководителям энергетических предприятий необходимо знать остаточный срок службы систем изоляции обмоток. Существует ряд автономных и оперативных диагностических тестов изоляции обмоток, широко используемых в течение многих десятилетий в мировой и отечественной практике. К ним относятся сопротивление изоляции, индекс поляризации, емкость, диэлектрические потери и частичные разряды. Общепринято, что ни один индивидуальный тест не служит хорошим предсказателем оставшегося срока службы системы изоляции. Вместо этого изменение результатов теста с течением времени или их значения могут указывать на развитие проблем изоляции.

Трудность прогнозирования оставшегося срока службы имеет несколько причин:

- фактически существует несколько различных процессов разрушения системы изоляции обмоток. Предполагать, что один тест одинаково чувствителен ко всем этим различным механизмам отказа, неверно;

- некоторые процессы отказа протекают медленно (например, частичный разряд в лобовой части обмотки, который может длиться десятилетиями до снижения прочности изоляции), тогда как другие – относительно быстро (вибродуговой, пазовый разряды). Тем не менее, все эти механизмы могут так же интенсивно разрушать изоляцию [1].

Заострив внимание на разрядной активности в системе изоляции статорной обмотки турбогенератора можно наблюдать, что в зависимости от размеров и положения газового включения в корпусной изоляции характеристики частичных разрядов (ЧР), развившихся в них, различаются. Для протяженных отслоений максимальная амплитуда внутренних ЧР существенно выше (более 10 000 пКл), чем для ЧР в микропорах (не выше 2000 пКл). Внутренние разряды в отслоениях приводят также к высоким значениям тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) в корпусной изоляции за счет увеличенной частоты повторения ЧР. Поэтому отслоения в корпусной изоляции относятся к опасным дефектам и не допускаются на стадии изготовления за счет разработки оптимальной технологии, а также отбраковываются по результатам приемосдаточных испытаний отдельных стержней и обмотки в целом при превышении $\Delta \text{tg } \delta$ и максимальной амплитуды ЧР допустимых величин, регламентированных стандартами [2]–[6].

Известно, что увеличение испытательной температуры выше допустимой рабочей (155 °C) приводит к существенному уменьшению ресурса статорной изоляции [7] – очевидно, за счет термической деструкции материала связующего. В частности, опасность для слюдосодержащей корпусной изоляции представляют тепловые циклы, чередующие нагрев и охлаждение обмотки. Из-за различия значений температурных коэффициентов линейного расширения меди и диэлектрика возникают циклические термические напряжения, в результате чего в изоляции возникают протяженные продольные газовые отслоения, преимущественно во внутренних слоях изоляции. В этих образующихся эксплуатационных дефектах возникают интенсивные ЧР. Подтверждением процессов термической деградации служит существенное снижение кратковременной электрической прочности изоляции с увеличением количества циклов пусков/остановов гидрогенератора [4], [8]. Также, в процессе эксплуатации обмоток турбогенераторов при длительном тепловом воздействии возможно изменение свойств материа-

лов коронозащиты с возникновением условий для образования электроразрядных процессов.

Иной характер демонстрирует термореактивная слюдосодержащая корпусная изоляция в рабочем диапазоне температур при стационарных тепловых воздействиях [4].

В процессе эксплуатации на корпусную изоляцию электрических машин кроме электрического и теплового поля воздействуют также электродинамические механические силы, пульсирующие с частотой (100...120 Гц). Эти силы могут привести к ухудшению качества заклиновки и, следовательно, к вибрации стержней [9], что в конечном итоге вызывает интенсивную деструкцию изоляционных материалов, особенно во внешних слоях корпусной изоляции. Исследования с использованием сканирующей микроскопии [4] показали, что воздействие циклической механической нагрузки на слюдосодержащую корпусную изоляцию приводит к образованию продольных расслоений, возникающих в межфазной границе «эпоксидный компаунд – слюдобумага». Увеличение числа циклов приводит к появлению в слюдобумаге поперечных микротрещин, которые, объединяясь с образовавшимися на первом этапе расслоениями, образуют пути для распространения электрического триинга не только вдоль, но и поперек корпусной изоляции. Длина образующихся трещин возрастает с увеличением количества циклов и напряжения растяжения, причем, начиная с определенной величины механического нагружения, наблюдается резкое увеличение трещинообразования, вплоть до полного механического разрушения изоляции.

Также на электромашинную изоляцию воздействует повышенная влажность. Исключая некоторые случаи специального применения, изоляция электрических машин во время работы не увлажняется, поскольку температура ее на несколько десятков градусов выше, чем температура окружающей среды. Поэтому корпусная изоляция электрических машин обычно не рассчитана на длительное увлажнение в рабочих условиях и требования к влагостойкости ограничиваются условиями хранения.

В условиях длительной транспортировки и хранения при колебаниях температуры влагопоглощение воздуха может достигнуть насыщения, вследствие чего возможно выпадение росы. Таким образом, в изоляции будет происходить как объемное поглощение влаги, определяемое процессами молекулярной и капиллярной диффузии,

так и поверхностное увлажнение, зависящее от гидрофильности изоляции. Особые случаи внутреннего увлажнения возможны в машинах с водяным охлаждением обмотки при нарушении герметичности полых проводников.

Тип газовой атмосферы, охлаждающей изоляцию, также влияет на процессы старения. Для генераторов с водородным охлаждением скорость электрического старения изоляции существенно ниже, чем для случая воздушного охлаждения. Это связано с тем, что напряжение возникновения внутренних ЧР ($U_{нЧР}$) при повышенном давлении в водородной среде существенно выше, а их интенсивность ниже, чем в воздухе.

Как уже отмечалось, в эксплуатационных условиях корпусная изоляция высоковольтных электрических машин подвергается воздействию различных разрушающих факторов. Эти факторы действуют одновременно, что затрудняет предсказание изменения характеристик изоляции в эксплуатационных условиях, так как их действие обычно не аддитивно.

Несмотря на многочисленные исследования [3], [7], [10], посвященные изучению старения, до настоящего времени не существует общепринятой математической модели разрушения слюдосодержащей корпусной изоляции при комплексном воздействии, позволяющей достоверно предсказывать ее остаточный ресурс. Основная проблема заключается в случайном характере формирования как технологических (микропор), так и эксплуатационных (протяженных продольных отслоений, поперечных трещин) дефектов, а также путей продвижения электрического триинга.

Механизм комплексного старения корпусной изоляции основывается на статистической модели «слабого звена» (дефектов – микропор) в изоляции. В дефектах возникают нормальные внутренние ЧР, которые с течением времени эксплуатации трансформируются в продольные ЧР, что приводит к снижению напряжения возникновения ЧР ($U_{нЧР}$) и увеличению интенсивности ЧР. Воздействие термоциклов и механической вибрации приводит к появлению в слюдобумаге поперечных микротрещин, которые, объединяясь с продольными расслоениями, образовавшимися на первом этапе старения, формируют пути распространения незавершенного канала пробоя – электрического триинга.

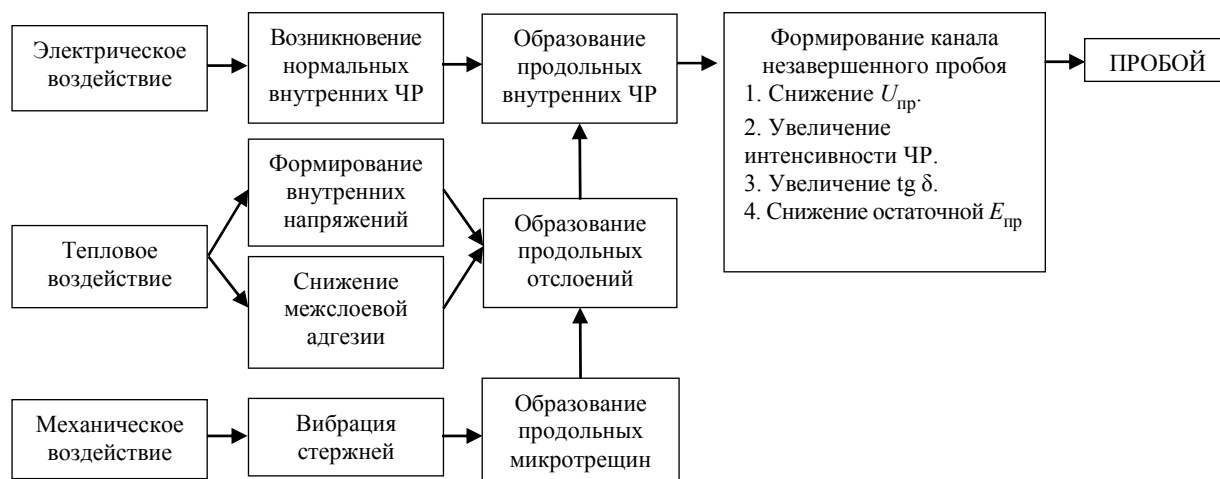


Рис. 1. Схема старения слюдосодержащей корпусной изоляции высоковольтных электрических машин в эксплуатационных условиях
Fig. 1. Scheme of aging of mica-containing main insulation of high-voltage electrical machines in operational conditions

С течением времени старения происходит удлинение незавершенного канала пробой, соответственно уменьшается толщина качественной («несостаренной») изоляции в локальной области. Естественно, это приводит к снижению остаточной электрической прочности корпусной изоляции и, в итоге, к ее полному пробое.

На рис. 1 приведена схема старения слюдосодержащей корпусной изоляции высоковольтных электрических машин в эксплуатационных условиях.

В процессе эксплуатации обмотки турбогенераторов подвергаются длительным комплексным воздействиям, которые могут приводить к деградации свойств материалов и разрушению коронозащитных покрытий. Деградация изоляционных материалов в процессе эксплуатации начинается, прежде всего, со слабой локальной области корпусной изоляции в результате разрушающего действия внутренних ЧР, которые первоначально имеют характер нормальных электрических разрядов, представляющих собой пробои газовых микропор в направлении нормальной составляющей электрического поля. Нормальные ЧР имеют невысокую интенсивность и вызывают только разрушение эпоксидного компаунда. С течением времени они трансформируются в продольные ЧР, развитие которых происходит вдоль слоев по межфазным границам «эпоксидное связующее – слюдобумага» и «эпоксидное связующее – стеклоткань». Такие разряды приводят к ускоренному развитию дефекта, так как, обладая высокой интенсивностью, разрушают оставшийся слой пропитывающего компаунда, что приводит к возрастанию площади, охватываемой разрядом.

Воздействие электрического поля проявляется в возникновении и развитии электроразрядных процессов – внутренних частичных разрядов (ВЧР) и пазовых частичных разрядов (ПЧР), а также виброисковых разрядов (ВИ) [11]–[13], наиболее агрессивных в сравнении с ВЧР и ПЧР.

Одновременное воздействие электрического поля, термоциклов и механической вибрации приводит к формированию в корпусной изоляции незавершенного канала пробоя, состоящего из вертикальных микротрещин, которые, объединяясь с образовавшимися на первом этапе продольными расслоениями, образуют пути для распространения электрического триинга в поперечном направлении.

В процессе старения происходит постепенное удлинение незавершенного канала пробоя, соответственно уменьшается толщина качественной («несостаренной») изоляции, что может вызвать ее полный пробой при перенапряжениях или даже при рабочем напряжении.

Методы диагностических испытаний и оценки остаточного ресурса системы изоляции статорной обмотки. В мировой практике существуют несколько диагностических методов тестирования систем изоляции статорной обмотки, которые широко используются в течение десятилетий и хорошо задокументированы в международных стандартах:

– сопротивление изоляции R и индекс поляризации PI . Это низковольтные испытания постоянным током, которые особенно чувствительны к поглощенной влаге и поверхностному загрязнению;

– испытание ступенчатым постоянным напряжением или его линейным изменением для измерения тока утечки I в зависимости от приложенного

постоянного напряжения, которое также чувствительно к поверхностному загрязнению, влажности и, возможно, отслоению корпусной изоляции;

– измерение изменения тангенса угла диэлектрических потерь $\Delta \tan \delta$ (и связанного с ним увеличения емкости ΔC). В этих двух тестах увеличение $\tan \delta$ с приложенным напряжением переменного тока или увеличение/уменьшение емкости при увеличении напряжения служит хорошим показателем отслоения корпусной изоляции, хотя на полных обмотках наличие лобового покрытия из карбида кремния может вызвать ложные результаты и снижение чувствительности;

– измерения характеристик частичных разрядов (ЧР), возникающих в пределах отслоения и поров в изоляции, или пазовых частичных разрядов, вызванных ослаблением в пазе, и т. д.

Недавно было предложено несколько других диэлектрических испытаний. Некоторые из них широко применялись ранее для оценки надежности маслонеполненных трансформаторов и силовых кабелей.

В частности, измерение токов поляризации/деполяризации (PDC) представляет собой автономное испытание постоянного тока, при котором на обмотку подается высокое постоянное напряжение (от нескольких тысяч вольт до номинального напряжения), обычно в течение ~ 1000 с, а затем обмотка заземляется. Затем измеряются зарядный и разрядные токи. Если они высокие либо расходятся друг от друга, то считается, что возникают проблемы с изоляцией. Очевидно, что испытание чувствительно к загрязнению, а также к повреждению поверхности изоляции, вызванному вибрацией стержней в пазах.

Разновидность PDC-теста – измерение восстановленного напряжения (RVM). В настоящее время RVM широко используется для оценки износа изоляции маслонеполненных трансформаторов, для оценки систем изоляции турбогенераторов этот метод широкого применения не нашел.

Общепризнано, что для оценки оставшегося ресурса нельзя использовать единственный диэлектрический тест. Тем не менее, в нескольких исследованиях было установлено, что можно пользоваться комбинацией диэлектрических испытаний для оценки оставшегося ресурса системы изоляции обмотки статора.

В начале XXI столетия в работах исследователей японских фирм «Fuji Electric» и «Hitachi

LTD» [14]–[16] было предложено применять косвенный способ оценки остаточного ресурса систем изоляции высоковольтных электрических машин, используя для этого значение остаточной электрической прочности (BVD). Это предположение имеет под собой научное обоснование, так как общепризнано, что электрическая прочность системы изоляции статорной обмотки уменьшается со временем эксплуатации турбогенератора. На рис. 2 показана корреляция между BVD и продолжительностью эксплуатации большого количества электрических машин. Было испытано более 30 обмоток, реализованных по технологии Resin Rich, турбогенераторов с номинальным напряжением от 3.3 до 11 кВ.



Рис. 2. Корреляция между BVD и продолжительностью эксплуатации большого количества электрических машин [15]

Fig. 2. Correlation between BVD and the duration of operation of a large number of electric machines [15]

Значения BVD, кВ/мм, на этом графике приводятся в процентах. Верхняя линия показывает средние значения BVD, нижняя – значения BVD нижнего предельного уровня (для 3σ). Значения электрической прочности ($2E + 1$, кВ), необходимые для надежной работы изоляции, располагаются в диапазоне от 23.1 до 28.8 % (выделено штриховкой). Коэффициенты корреляции между BVD и индивидуальными характеристиками изоляции, определенными неразрушающими методами, показаны в табл. 1, а на рис. 3–5 приведены графики взаимосвязей между BVD изоляции статорной обмотки и соответствующими индивидуальными характеристиками.

Табл. 1. Коэффициенты корреляции между BVD и индивидуальными характеристиками изоляции
Tab. 1. Correlation coefficients between BVD and individual insulation characteristics

Характеристика	Испытательная напряженность электрического поля, кВ/мм	Коэффициент корреляции между BVD и продолжительностью эксплуатации большого количества электрических машин
Продолжительность эксплуатации	–	–0.78
PI	–	0.17
ΔI_{12}	$1.25 E/\sqrt{3}$	–0.42
$\Delta \text{tg } \delta_{12}$	$1.25 E/\sqrt{3}$	–0.26

PI – индекс поляризации;

ΔI_{12} – изменение тока проводимости в интервале от номинальной напряженности E до значения $1.25 E/\sqrt{3}$;

$\Delta \text{tg } \delta_{12}$ – изменение тангенса угла диэлектрических потерь в интервале от номинальной напряженности E до значения $1.25 E/\sqrt{3}$.

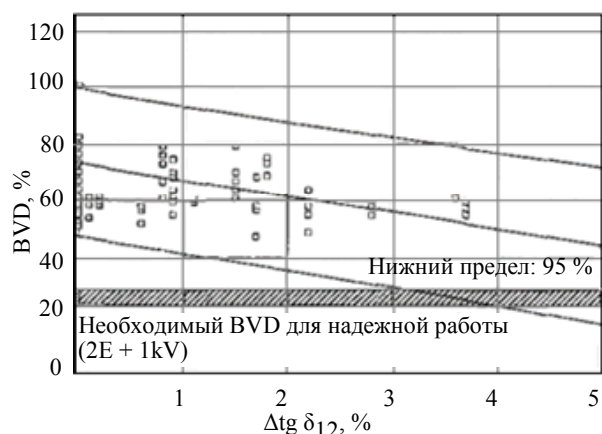


Рис. 3. Графики взаимосвязей между BVD изоляции статорной обмотки и соответствующими индивидуальными характеристиками [15]
Fig. 3. Graphs of the relationships between the BVD insulation of the stator winding and the corresponding individual characteristics [15]

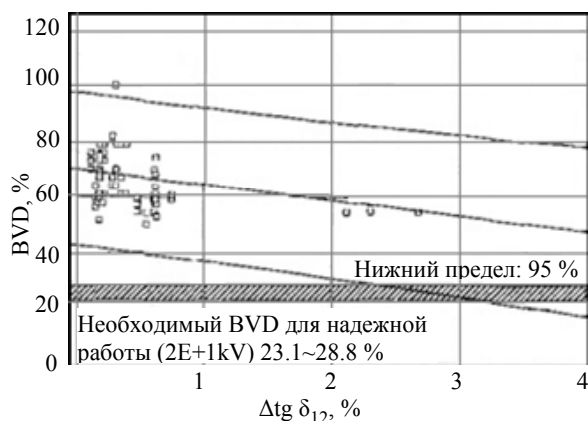


Рис. 4. Графики взаимосвязей между BVD изоляции статорной обмотки и соответствующими индивидуальными характеристиками [15]
Fig. 4. Graphs of the relationships between the BVD insulation of the stator winding and the corresponding individual characteristics [15]

Как видно из приведенных результатов, статистически значимая корреляционная связь наблюдается только для BVD изоляции статорной

обмотки и продолжительности эксплуатации турбогенераторов (коэффициент корреляции равен 0.78). Для других индивидуальных характеристик (PI , ΔI_{12} , $\Delta \text{tg } \delta_{12}$) корреляционная связь с BVD отсутствует, коэффициенты корреляции не превышают 0.5 (табл. 1).

В связи с этим в [14]–[17] методом множественной регрессии было определено расчетное выражение для $BVD_{\text{расч}}$ и выбраны определяющие переменные, к которым в [14], [15] были отнесены y – продолжительность эксплуатации, лет; ΔI_{12} , $\Delta \text{tg } \delta_{12}$, $q_{\text{max}12}$ – максимальный кажущийся заряд ЧР, пКл в интервале от номинальной напряженности E до значения $1.25 E/\sqrt{3}$. В [16] к определяющим параметрам было добавлено значение $PDIE$ – напряженность возникновения частичных разрядов, а в [18] – значение $\Delta = (\Delta \text{tg } \delta + \Delta I)$ – разрядный параметр.

Расчетное выражение $BVD_{\text{расч}}$, % по данным «Fuji Electric», объем выборки – более 30 исследованных турбогенераторов [14], [15], с. 288] имеет следующий вид:

$$BVD_{\text{расч}} = 98.4 - 1.46y - 2.19\Delta I_{12} - 0.981 \times \Delta \text{tg } \delta_{12} - 0.000201q_{\text{max}12}. \quad (1)$$

Расчетное выражение $BVD_{\text{расч}}$, % по данным «Hitachi LTD», объем выборки – 112 исследованных состаренных стержней [15, с. 288], имеет следующий вид:

$$BVD_{\text{расч}} = -7.03PDIE + 42.4\ln(PDIE) - 8.36\ln(\Delta \text{tg } \delta) + 62.7. \quad (2)$$

Расчетное выражение $BVD_{\text{расч}}$ по данным КЕРСО, объем выборки – 354 исследованных турбогенератора [15, с. 288], имеет вид

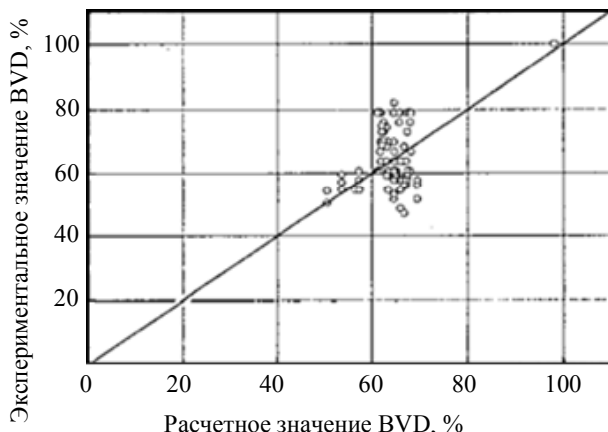


Рис. 5. Соотношения между расчетными значениями BVD согласно формулам и экспериментально определенными величинами $BVD_{\text{эк}}$ [15]

Fig. 5. The relationship between calculated BVD values according to formulas and experimentally determined $BVD_{\text{эк}}$ values [15]

$$BVD_{\text{расч}}, \% = 100 - 1.8(\Delta - 0.8) - 27.4 \log(q_{\text{max}}/1500). \quad (3)$$

На рис. 5 и 6 показаны соотношения между расчетными значениями $BVD_{\text{расч}}$ согласно формулам (1)–(3) и экспериментально определенными величинами $BVD_{\text{эк}}$ RBDE (the residual breakdown electrical field strengt – остаточная напряженность электрического поля при пробое).

Из рис. 5, 6 видно, что расчетное значение $BVD_{\text{расч}}$ для всех вышеперечисленных формул множественной регрессии практически сопоставимо с эмпирическими значениями $BVD_{\text{эк}}$, полученными в результате разрушающих испытаний. Необходимость использования разрушающих методов испытаний (электрическая прочность) для отработки методики применения $BVD_{\text{расч}}$ при оценке остаточного ресурса изоляции статорной обмотки турбогенераторов сильно усложняют и удорожают предлагаемые методики, что создает трудности при внедрении этих методик на практике.

В исследовании [10] опровергается корреляционная связь между $BVD_{\text{расч}}$ и остаточным ресурсом изоляции турбогенераторов. Испытания проводились на нескольких гидрогенераторах мощностью 80 МВА, принадлежащих «Ontario Hydro». Состояние изоляции обмотки статора генератора было хорошо известно (и находилось в диапазоне от отличного до плохого) на основа-

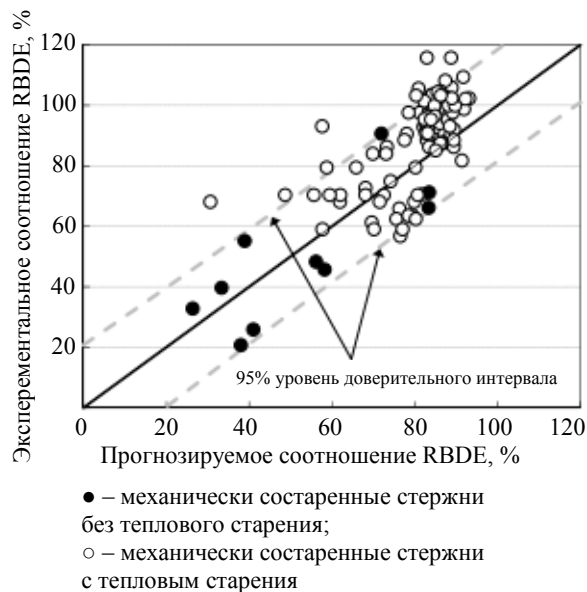


Рис. 6. Соотношения между расчетными значениями BVD согласно формулам и экспериментально определенными величинами $BVD_{\text{эк}}$ [14]

Fig. 6. The relationship between calculated BVD values according to formulas and experimentally determined $BVD_{\text{эк}}$ values [14]

нии традиционных диагностических тестов в режиме онлайн, в автономном режиме и, что наиболее важно, по результатам визуального осмотра экспертом. Исследователи не знали о состоянии изоляции обмотки до своей оценки. Фактически машины, которые, как предполагалось, должны были выйти из строя, проработали минимум на десять лет дольше, чем машины в отличном состоянии, и были перемотаны только потому, что их ресурс был превышен.

Независимая («слепая») оценка не подтвердила правильность методики использования расчетных значений $BVD_{\text{расч}}$. Другие прогностические уравнения, основанные на диагностических тестах, показали столь же плохую корреляцию [18]. Таким образом, был сделан вывод, что подход может работать в лаборатории, но не на реальных статорах турбогенераторов.

На основании этих результатов в работах авторитетных исследователей G. Stone, G. C. Montanari, а также в отечественных исследованиях [2], [16]–[25], предлагается использовать для диагностики изоляции турбогенераторов динамику изменения характеристик ЧР в процессе эксплуатации изоляции, а также пиковое значение частичного разряда (q_m).

Прогнозирование старения изоляции турбогенераторов по характеристикам частичных разрядов. Среди важнейших направлений в развитии систем технического обслуживания и ре-

монта электрооборудования – разработка подходов, основанных на индивидуальном наблюдении за реальными изменениями технического состояния оборудования в процессе эксплуатации. В случае систем изоляции турбогенераторов диагностические методы решают эти задачи двумя основными способами. Во-первых, оцениваются общее состояние системы для выявления наиболее опасных зон (так называемых «слабых точек») и риск выхода изоляционной системы из строя. Во-вторых, выявляются дефекты, образующиеся в процессе изготовления, монтажа и эксплуатации в системах изоляции. На практике эти задачи в основном решаются с помощью методов регистрации ЧР.

Однако зарегистрированные в изоляции характеристики ЧР имеют практическое значение только в том случае, если они могут быть проанализированы с использованием тех или иных оценочных параметров. В связи с этим, к основным недостаткам, присущим существующим методикам мониторинга ЧР в изоляции турбогенераторов, можно отнести отсутствие обоснованных диагностических критериев, а также необходимость высококвалифицированной экспертизы для интерпретации результатов измерений.

Для того чтобы произошло полное разрушение (пробой) изоляции турбогенератора необходимо, чтобы характеристики ЧР превысили определенную допустимую количественную величину («уровень опасности»). Типичная зависимость изменения характеристик ЧР в изоляции электрических машин от времени их эксплуатации приведена на рис. 7.

Как следует из представленной на этом рисунке диаграммы, в начальный период эксплуатации (период приработки) наблюдается снижение характе-

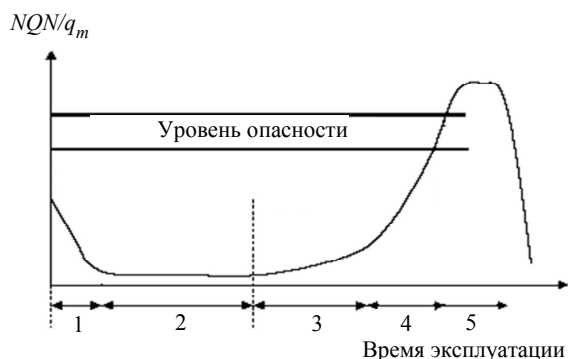


Рис. 7. Зависимость изменения характеристик ЧР в изоляции электрических машин от времени их эксплуатации

Fig. 7. The dependence of changes in the characteristics of partial discharges in the insulation of electrical machines on the time of their operation

ристик ЧР до некоторого стабильного уровня, характерного для нормального режима работы электрической машины (этап 2). На этапе 3 начинают проявляться признаки старения системы изоляции, что приводит к увеличению интегральных характеристик ЧР. Интенсификация процессов старения изоляции приводит к дальнейшему увеличению характеристик ЧР (этап 4), которые могут превысить определенное значение («уровень опасности»). После достижения этого состояния происходит пробой системы изоляции (этап 5) и, соответственно, выход турбогенератора из строя.

Для практического применения при прогнозировании остаточного ресурса важным этапом является выбор прогностических параметров ЧР. Простейшей экспертной оценкой при идентификации источников ЧР в изоляции электрических машин служит максимальный кажущийся заряд ЧР (q_m). Чем выше измеренное значение максимального кажущегося заряда ЧР, тем больше вероятность нахождения крупных по размерам дефектов в изоляции и, следовательно, увеличение максимального кажущегося заряда ЧР с течением времени эксплуатации указывает на значительный риск выхода из строя изоляции турбогенератора.

Из-за стохастического характера величина максимального кажущегося заряда ЧР определяется как максимальная амплитуда измеренных импульсов ЧР с граничным значением частоты повторения 10 имп/с. При этом учитывается полярность испытательного напряжения и определяется значение максимального кажущегося заряда ЧР раздельно на положительном ($+q_{\text{ЧР max}}$) и отрицательном ($-q_{\text{ЧР max}}$) полупериодах испытательного напряжения. Рядом исследователей [1] установлено, что численное значение отношения ($+q_{\text{ЧР max}}/-q_{\text{ЧР max}}$) несет в себе информацию о типе дефектов в электромашиной изоляции.

В табл. 2 приведены сводные данные по идентификации источников ЧР в электромашиной изоляции, полученные на основе анализа интегральных характеристик, в частности максимального кажущегося заряда ЧР.

Еще один широко используемый интегральный параметр, характеризующий амплитудные спектры ЧР, – так называемый нормализованный числовой критерий (NQN):

$$NQN = \frac{FS}{Gm} \left[\frac{\log N_{\text{ЧР1}}}{2} + \sum_{i=2}^{m-1} N_{\text{ЧР}i} + \frac{\log N_{\text{ЧР}m}}{2} \right],$$

где $N_{\text{ЧР}i}$ – частота повторения ЧР в i -м канале измерительного устройства; $N_{\text{ЧР}m}$ – частота по-

вторения ЧР в m -м канале, m – число каналов, составляющих амплитудный спектр ЧР; G – цена деления измерительного устройства; FS – максимальная величина канала спектра ЧР.

Табл. 2. Анализ вероятных причин повреждения изоляции статорной обмотки, определяемых по параметру $q_{\text{ЧР max}}$

Tabl. 2. Analysis of the probable causes of damage to the insulation of the stator winding, determined by the $q_{\text{ЧР max}}$ parameter

$(+q_{\text{ЧР max}} / -q_{\text{ЧР max}})$	Возможный дефект в изоляции
≥ 1.5	Внешние ЧР на поверхности обмотки в статорном пазу
≤ 0.5	Внутренние ЧР в протяженных отслоениях, образовавшихся в результате термических воздействий вблизи медного проводника
≈ 1.0	Внешние ЧР в лобовых частях статорной обмотки, либо внутренние ЧР в газовых включениях внутри изоляции

Обычно при идентификации источников ЧР анализируются количественные значения нормализованного числового критерия, измеренного на положительной ($+NQN$) и отрицательной ($-NQN$) полярностях испытательного напряжения, а также соотношения между ними. В табл. 3 приведены опытные (10...15 лет эксплуатации) данные по результатам проведенного фирмой «Ontario Hydro» (Канада) анализа состояния изоляции генераторов по измеренным амплитудным спектрам ЧР [1].

В исследованиях фирмы «IRIS Power» (Канада) на основании многолетнего статистического анализа результатов измерений ЧР в системах изоляции статорных обмоток были выработаны реко-

мендации по количественным параметрам характеристик ЧР, определяющих «уровень опасности» для электрических машин различных конструкций, классов напряжений и т. д. Большинство данных было получено для электрических машин, работающих в энергетических системах США и Канады, что связано с широким распространением современной измерительной аппаратуры мониторинга ЧР в этих странах. В частности, в США более 50 % всех установленных электрических генераторов мощностью 20 МВт и выше оборудованы встроенными емкостными датчиками ЧР.

Для сравнения систем изоляции однотипных электрических машин и определения степени их состаренности использовались значения максимального кажущегося заряда, соответствующие 90 % для испытанных машин данного типа (q_m 90 %), и среднее значение ($q_{m, \text{cp}}$) выборки. В случае, если значения q_m 90 % и $q_{m, \text{cp}}$ для тестируемой машины выше, чем аналогичные параметры для данного типа машин, то вероятно, что тестируемая система изоляции достаточно состарена, поскольку в ней имеют место ЧР, интенсивность которых выше, чем для 90 % аналогичных по типу электрических машин [20]–[25].

В исследованиях фирмы «Alstom» были установлены максимально допустимые значения максимального кажущегося заряда ($q_{\text{ЧР max}}$) различных типов ЧР, развивающихся в системе изоляции турбогенераторов (табл. 4).

Рост максимального кажущегося заряда q_m с увеличением времени эксплуатации турбогенератора наблюдался также в работах японских исследователей [4].

Табл. 3. Анализ вероятных причин повреждения изоляции статорной обмотки, определяемых по параметру NQN

Tab. 3. Analysis of the probable causes of damage to the insulation of the stator winding, determined by the NQN parameter

NQN , о. е.	Соотношение между положительным и отрицательным спектром ЧР	Наиболее вероятное состояние изоляции статорной обмотки генератора
0...100	$(+NQN) \approx (-NQN)$	Нормальное состояние
101...250	$(+NQN) > (-NQN)$	Начальная стадия повреждения лобового противокоронного полупроводящего покрытия
251...400	$(+NQN) > (-NQN)$	Значительная степень повреждения лобового противокоронного полупроводящего покрытия или начальная стадия отслоения изоляции от медного проводника
451 и выше	$(+NQN) \gg (-NQN)$	Обширная зона отслоения изоляции от медного проводника

Табл. 4. Максимально допустимые значения $q_{\text{ЧР max}}$
и степень риска различных типов ЧР в системе изоляции турбогенераторов
Tab. 4. The maximum allowable values of $q_{\text{ЧР max}}$
and the degree of risk of various types of PD in the insulation system
of turbogenerators

Тип частичных разрядов	$q_{\text{ЧР max}}$, пКл	Степень риска выхода из строя изоляции, %
Внутренние ЧР в газовых порах корпусной изоляции	10	25
Внутренние ЧР в отслоениях корпусной изоляции	20	50
Внешние ЧР в пазовой части статорной обмотки	8	75
Внешние ЧР в лобовой части статорной обмотки	90	25

На основании результатов исследования характеристик ЧР были выработаны количественные критерии, характеризующие степень ухудшения состояния системы изоляции турбогенератора. Как следует из табл. 5, определение критического состояния системы изоляции электрических машин возможно при учете коэффициента n_q , характеризующего крутизну графика зависимости максимального кажущегося заряда от испытательного напряжения $q_m = f(U)$ (рис. 8).

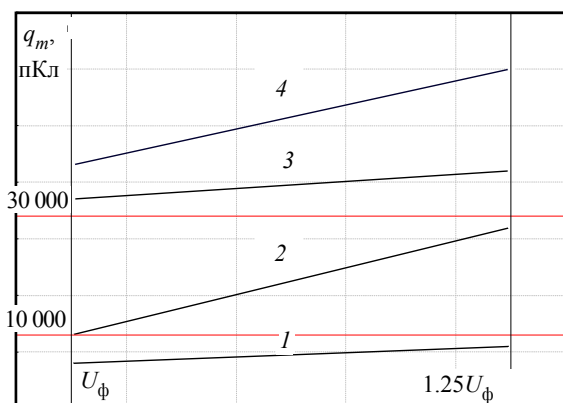


Рис. 8. График зависимости максимального кажущегося заряда от испытательного напряжения $q_m = f(U)$

Fig. 8. Dependence of the maximum apparent PD on the test voltage $q_m = f(U)$

Резкое увеличение максимального кажущегося заряда ЧР, равного или большего $3 \cdot 10^4$ пКл, с ростом испытательного напряжения свидетельствует о наступлении критического (предпробойного) состояния корпусной изоляции. Как следует из табл. 5, точное определение критического состояния системы изоляции электрических машин возможно только при учете коэффициента n_q , характеризующего крутизну графика зависимости максимального кажущегося заряда от испытательного напряжения $q_m = f(U)$ (рис. 8). Коэффициент n_q определяется по следующей формуле [4]:

$$n_q = \log \left(\frac{q_{m1.25U/\sqrt{3}}}{q_{mU/\sqrt{3}}} \right),$$

где $q_{m1.25U/\sqrt{3}}$ и $q_{mU/\sqrt{3}}$ – значения максимального кажущегося заряда ЧР при испытательных напряжениях $1.25U/\sqrt{3}$ и $U/\sqrt{3}$ соответственно; U – номинальное напряжение турбогенератора.

Табл. 5. Характеристики ЧР, определяющие состояние системы изоляции электрических машин
Tab. 5. Characteristics of the PD, determining the state of the insulation system of electric machines

q_m , пКл	n_q	Состояние системы изоляции
$< 1 \cdot 10^4$	–	Хорошее
$\geq 1 \cdot 10^4$	–	Удовлетворительное
$\geq 3 \cdot 10^4$	< 2	Предельно допустимое
$\geq 3 \cdot 10^4$	≥ 2	Критическое (предпробойное)

Согласно [26], к основным критериям следует отнести максимальный кажущийся заряд частичных разрядов q_m , предельное значение которого определяет критическое (предпробойное) состояние системы изоляции и при online-измерениях составляет более:

– 798 мВ – при измерениях ЧР электрическим методом с использованием конденсатора связи емкостью 80 пФ для турбогенераторов с номинальным напряжением более 19 кВ;

– 115 мВ – при измерениях пазовых ЧР электромагнитным методом с использованием антенного пазового датчика (SSC) для турбогенераторов с номинальным напряжением 16...24 кВ;

– 18 мВ – при измерениях ЧР в лобовой зоне обмотки электромагнитным методом с использованием SSC для турбогенераторов с номинальным напряжением 16...24 кВ;

– 30 000 пКл – при измерениях ЧР электрическим методом с использованием конденсатора

связи емкостью 1000...2000 пФ для турбогенераторов с номинальным напряжением более 10 кВ.

Мониторинг характеристик ЧР в изоляции статора наряду с выявлением грубых технологических и износных дефектов позволяет оценивать степень ухудшения изоляции в процессе эксплуатации турбогенератора.

Заключение.

1. На основе выполненного анализа научно-технических источников выявлены основные факторы, оказывающие существенное воздействие на состояние электрической изоляции высоковольтных обмоток статоров электрических машин в условиях длительных эксплуатационных воздействий, исследованы возможные методы мониторинга изменения состояния электрической изоляции в эксплуатации, используемые в системах мониторинга ведущими фирмами («IRIS Power», «ALSTOM» и др.), определены возможные к применению критерии для оценки технического состояния и остаточного ресурса изоляции высоковольтных статорных обмоток турбогенераторов с воздушным охлаждением.

2. К основным критериям можно отнести максимальный кажущийся заряд частичных разрядов q_m , предельное значение которого определяет критическое (предпробойное) состояние системы изоляции, при online-измерениях (ГОСТ IEC/TS 60034-27-2–2015. Машины электрические вращающиеся. Часть 27-2. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин). Данный критерий может быть рекомендован для использования при оценке текущего технического состояния изоляции высоковольтных статорных обмоток турбогенераторов с воздушным охлаждением.

3. Для возможности анализа изменения технического состояния изоляции обязательным условием служит получение данных о динамике

изменения уровня частичных разрядов путем проведения измерений на этапе сдаточных испытаний и в процессе длительной эксплуатации турбогенераторов, выполненных по аналогичным методикам и с использованием однотипной приборной базы. Последующая количественная оценка состояния изоляции турбогенераторов по величине q_m должна проводиться сравнением с результатами предыдущих измерений.

4. Подходы к разработке методики оценки остаточного ресурса изоляции обмотки статоров турбогенераторов с воздушным охлаждением (в том числе по показателям уровня и динамики частичных разрядов) могут быть определены только на основе сравнительного анализа результатов мониторинга систем изоляции статистически значимой выборки (несколько десятков объектов), полученных в период длительной эксплуатации однотипных турбогенераторов, изготовленных по типовой технологии.

5. Оптимальным решением послужит установка систем предиктивной диагностики непосредственно на стадии изготовления турбогенераторов на заводе, позволяющих выполнять измерение диэлектрических характеристик в период жизненного цикла изделия, начиная с испытаний турбогенератора на этапе сдаточных испытаний на стенде завода изготовителя, что позволит обеспечить создание массива необходимых статистических данных для сравнительной оценки изменения технического состояния изоляции обмоток статоров турбогенераторов.

6. Для реализации описанных мероприятий эксплуатирующим энергетическое оборудование электрическим станциям целесообразно ввести практику заключения договоров на поставку оборудования с установленной системой предиктивной диагностики, а также заключать долгосрочные сервисные контракты с изготовителем оборудования.

Список литературы

1. Improvement of operational reliability of air-cooled turbogenerators for a gas turbine plant / E. R. Mannanov, A. M. Kostelov, A. G. Filin, V. N. Zheleznyak // *Global Energy*. 2023. Vol. 29, no. 3. P. 74–89. doi: 10.18721/JEST.29305.
2. Fault localization and analysis for a damaged hydrogenerator and a proposal to improve the standard for generator commissioning tests / A. Akbari, M. Rahimi, P. Werle, H. Borsi // *IEEE Electr. Insulation Magazine*. 2021. Vol. 36, no. 3. P. 19–26.
3. Житомирский А. А. Исследование высоковольтной изоляции крупных электрических машин в

условиях, приближающихся к эксплуатационным. Дис. ... канд. техн. наук. Л.: ЛПИ, 1979. 186 с.

4. Kimura K. Progress of insulation ageing and diagnostics of high voltage rotating machine winding in Japan // *IEEE Electr. Insulation Magazine*. 1993. Vol. 9, no. 3. P. 13–20.

5. Цифровизация контроля текущего состояния и предиктивной диагностики турбогенераторов на электростанциях / Ю. В. Шаров, Г. Ф. Бинько, В. В. Беляков, Ю. Д. Виницкий, О. С. Голоднова, Т. В. Купчиков, М. В. Федотов, А. А. Астанин, В. М. Тарасов,

Р. Г. Миляев, Д. Е. Пичугин, П. В. Шумов // Энергия един. сети. 2019. № 6 (49). С. 18–30.

6. Контроль остаточных свойств изоляции турбогенератора / Н. Ю. Корчагин, С. В. Серебрянников, С. С. Серебрянников, А. П. Черкасов // XVIII Междунар. конф. Электромеханика, электротехнол., электротехн. материалы и компоненты. Тр. МКЭЭЭ. 2020. М.: НИУ МЭИ, 2020. С. 18–23.

7. Srinavas M. B., Ramu T. S. Multifactor aging of HV generator stator insulation including mechanical vibration // IEEE Trans. Electr. Insulation. 1992. Vol. 27. P. 1009–1021.

8. Investigation of mechanical characteristics of pressuring materials of generators stator winding in thermal aging process / N. A. Fedotov, T. M. Shikova, V. O. Belko, A. M. Kostelov, E. R. Mannanov, D. A. Chernyshov // Seminar on Microelectronics, Dielectr. and Plasmas (MDP). SPb, Russia: IEEE, 2023. P. 27–30. doi: 10.1109/MDP60436.2023.10424112.

9. Effect of mechanical vibration on the behavior of partial discharges in generator windings / Kai Wu, M. Kanegami, T. Takahashi, H. Suzuki, T. Ito, T. Okamoto // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insulation. 2006. Vol. 13. P. 345–352.

10. Jia Z., Hao Y., Xie H. The degradation assessment of epoxy/mica insulation under multi-stresses aging // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insulation. 2006. Vol. 13. P. 415–422.

11. Investigation of the partial discharge occurrence criterion in the stator slot with air-cooled turbogenerator / E. R. Mannanov, A. M. Kostelov, V. O. Belko, A. O. Ilyin // 2024 Conf. of Young Researchers in Electr. and Electronic Engin. (ElCon). SPb., Russia: IEEE, 2024. P. 613–619. doi: 10.1109/ElCon61730.2024.10468235.

12. Causes of resistance decrease of corona protection materials in thermal aging process / N. A. Fedotov, T. M. Shikova, V. O. Belko, A. S. Reznik, A. M. Kostelov, E. R. Mannanov // Seminar on Microelectronics, Dielectr. and Plasmas (MDP). SPb., Russia: IEEE, 2023. P. 31–34. doi: 10.1109/MDP60436.2023.10424102.

13. Исследование повреждений пазовых полупроводящих покрытий статорных обмоток турбогенераторов в условиях эксплуатационных воздействий / Э. Р. Маннанов, А. А. Степанов, А. М. Костельов, А. М. Андреев // Глобальная энергия. 2023. Т. 29, № 2. С. 32–43. doi: <https://doi.org/10.18721/JEST.29203>.

14. Nakayama A. Statistical estimation method of remaining BDV and life expectancy for generator stator winding by using nondestructive insulation diagnostic data // Conf. on Electr. Insulation and Dielectr. Phenomena. Austin, TX, USA: IEEE, 1999. P. 528–531. doi: 10.1109/CEIDP.1999.807858.

15. Nakayama A. Estimating remaining BDV and life expectancy for stator winding insulation of rotating machines by using nondestructive insulation diagnostic

data // Proc. of the 7th Int. Conf. on Properties and Appl. of Dielectr. Materials. IEEE, 1999. P. 1–43.

16. Tanaka K. Prediction of residual breakdown electrical field strength of epoxy-mica paper systems for the stator winding of large generators // IEEE Trans. on Dielectr. and Electr. Insulation. 2015. Vol. 22, no. 2. P. 1118–1121.

17. Kim K. Analysis of generator stator remaining breakdown voltage for power plant // Am. J. of Electr. Power and Energy Syst. 2016. Vol. 5, no. 3. P. 22–27.

18. Stone G. C. Prediction of stator winding remaining life from diagnostic measurements // IEEE Int. Symp. on Electr. Insulation. San Diego, CA, USA: IEEE, 2010. P. 1–10.

19. Пелымский В. Л., Павленко С. В. Оценка состояния изоляции высоковольтных электрических машин организаций системы «Транснефть» методом частичных разрядов // Электроэнергия. 2020. №2(59). С. 94–98.

20. Practical partial discharge measurement on electrical equipment / G. C. Stone, A. Cavallini, G. Behrmann, C. A. Serafino. Wiley & Sons Ltd, 2023. 576 P.

21. Stone G. C., Cavallini A., Behrmann G. A Review of the history of the development of partial discharge testing // IEEE Electr. Insulation Conf. (EIC). Knoxville, TN, USA: IEEE, 2022. P. 85–89. doi: 10.1109/EIC51169.2022.9833210.

22. Экспериментальное определение диагностических признаков повреждения обмоток роторов высоковольтных двигателей электростанций в режиме пуска / А. Н. Назарычев, Е. М. Новоселов, Д. А. Полкошников, А. С. Страхов, А. А. Скоробогатов, А. А. Пугачев // Дефектоскопия. 2020. № 5. С. 3–11.

23. Hauschild W., Lemke E. High voltage test and measuring techniques // Springer. 2019. № 2. 546 p. doi: 10.1007/978-3-319-97460-6.

24. Assessment of stator winding insulation condition based on absolute partial discharge magnitude / H. G. Sedding, C. Chan, M. Sasic, G. C. Stone // 14th Int. Electr. Insulation Conf. (INSUCON). Birmingham, United Kingdom: IEEE, 2023. P. 19–23.

25. Analysis of a partial discharge database to determine when stator winding insulation maintenance is needed / S. Gaidhu, C. Fitzpatrick, V. Warren, G. Stone // IEEE IAS Petroleum and Chem. Industry Techn. Conf. (PCIC). New Orleans, LA, USA: IEEE, 2023. P. 41–48. doi: 10.1109/PCIC43643.2023.10414305.

26. ГОСТ ИЕС/ТС 60034-27-2 2015 Машины электрические вращающиеся. Ч. 27-2. Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин. URL: <https://docs.cntd.ru/1200135562> (дата обращения: 03.07.2024).

Информация об авторах

Маннанов Эмиль Рамилевич – канд. техн. наук, руководитель группы, отдел расчетов, АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д. 3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009, Россия.

E-mail: emil-mannanov@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0001-9988-793X>

Костельов Андрей Михайлович – главный специалист по обмоткам турбогенераторов, отдел расчетов, АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д. 3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009, Россия.

E-mail: Kostelov_AM@power-m.ru

<https://orcid.org/0000-0002-3242-310X>

Андреев Александр Михайлович – д-р техн. наук, главный специалист по электроизоляционным материалам, АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д. 3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009, Россия.

E-mail: Andreev_AM@power-m.ru

<https://orcid.org/0009-0005-3021-6173>

Балыков Олег Сергеевич – ведущий инженер по высоковольтным исследованиям изоляции, Технологическая лаборатория электрической изоляции, АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д. 3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009, Россия.

E-mail: Balykov_OS@power-m.ru

Баранов Вячеслав Сергеевич – инженер по высоковольтным исследованиям изоляции 2-й категории, Технологическая лаборатория электрической изоляции, АО «Силовые машины», ул. Ватутина, д. 3, лит. А, Санкт-Петербург, 195009, Россия.

E-mail: Baranov_VS@power-m.ru

Белько Виктор Олегович – канд. техн. наук, директор Высшей школы высоковольтной энергетики, институт энергетики, Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, ул. Политехническая, д. 29, Главный учебный корпус, Санкт-Петербург, 195251, Россия.

E-mail: vobelko@spbstu.ru

<https://orcid.org/0000-0001-8287-5561>

Вклад авторов:

Маннанов Э. Р. – формирование идеи; формулировка или развитие ключевых целей и задач.

Костельов А. М. – составление черновика рукописи или его критический пересмотр с внесением ценного замечания интеллектуального содержания.

Андреев А. М. – разработка концепции. Принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

Балыков О. С. – участие в научном дизайне.

Баранов В. С. – подготовка, создание и/или презентация опубликованной работы.

Белько В. О. – разработка концепции.

References

1. Improvement of operational reliability of air-cooled turbogenerators for a gas turbine plant / E. R. Mannanov, A. M. Kostelov, A. G. Filin, V. N. Zheleznyak // *Global Energy*. 2023. Vol. 29, no. 3. P. 74–89. doi: 10.18721/JEST.29305.

2. Fault localization and analysis for a damaged hydrogenerator and a proposal to improve the standard for generator commissioning tests / A. Akbari, M. Rahimi, P. Werle, H. Borsi // *IEEE Electr. Insulation Magazine*. 2021. Vol. 36, no. 3. P. 19–26.

3. Zhitomirskij A. A. Issledovanie vysokovol'tnoj izoljacji krupnyh jelektricheskikh mashin v uslovijah, priblizhajushhihsja k jekspluatacionnym. Dis. ... kand. tehn. nauk. L.: LPI, 1979. 186 s. (In Russ.).

4. Kimura K. Progress of Insulation Ageing and diagnostics of high voltage rotating machine winding in Japan // *IEEE Electr. Insulation Magazine*. 1993. Vol. 9, no. 3. P. 13–20.

5. Cifrovizacija kontrolja tekushhego sostojanija i prediktivnoj diagnostiki turbogeneratorov na jelektro-

stancijah / Ju. V. Sharov, G. F. Bin'ko, V. V. Beljakov, Ju. D. Vnickij, O. S. Golodnova, T. V. Kupchikov, M. V. Fedotov, A. A. Astanin, V. M. Tarasov, R. G. Miljaev, D. E. Pichugin, P. V. Shumov // *Jenergija edin. seti*. 2019. № 6 (49). S. 18–30. (In Russ.).

6. Kontrol' ostatochnyh svojstv izoljacji turbogeneratora / N. Ju. Korchagin, S. V. Serebrjannikov, S. S. Serebrjannikov, A. P. Cherkasov // XVIII Mezhdunar. konf. Jeletromehanika, jeletrotehnol., jeletrotehn. materialy i komponenty. Tr. MKJeJe. 2020. M.: NIU Mjel, 2020. S. 18–23. (In Russ.).

7. Srinavas M. B., Ramu T. S. Multifactor aging of HV generator stator insulation including mechanical vibration // *IEEE Trans. Electr. Insulation*. 1992. Vol. 27. P. 1009–1021.

8. Investigation of mechanical characteristics of pressuring materials of generators stator winding in thermal aging process / N. A. Fedotov, T. M. Shikova, V. O. Belko, A. M. Kostelov, E. R. Mannanov, D. A. Chernyshov // *Sem-*

inar on Microelectronics, Dielectr. and Plasmas (MDP). SPb, Russia: IEEE, 2023. P. 27–30. doi: 10.1109/MDP60436.2023.10424112.

9. Effect of mechanical vibration on the behavior of partial discharges in generator windings / Kai Wu, M. Kanegami, T. Takahashi, H. Suzuki, T. Ito, T. Okamoto // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insulation. 2006. Vol. 13. P. 345–352.

10. Jia Z., Hao Y., Xie H. The degradation assessment of epoxy/mica insulation under multi-stresses aging // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insulation. 2006. Vol. 13. P. 415–422.

11. Investigation of the partial discharge occurrence criterion in the stator slot with air-cooled turbogenerator / E. R. Mannanov, A. M. Kostelov, V. O. Belko, A. O. Ilyin // 2024 Conf. of Young Researchers in Electr. and Electronic Engin. (ElCon). SPb., Russia: IEEE, 2024. P. 613–619. doi: 10.1109/ElCon61730.2024.10468235.

12. Causes of resistance decrease of corona protection materials in thermal aging process / N. A. Fedotov, T. M. Shikova, V. O. Belko, A. S. Reznik, A. M. Kostelov, E. R. Mannanov // Seminar on Microelectronics, Dielectr. and Plasmas (MDP). SPb., Russia: IEEE, 2023. P. 31–34. doi: 10.1109/MDP60436.2023.10424102.

13. Issledovanie povrezhdenij pazovyh poluprovodjashhih pokrytij statornyh obmotok turbogeneratorov v usloviyah jekspluacionnyh vozdejstvij / Je. R. Mannanov, A. A. Stepanov, A. M. Kostel'ov, A. M. Andreev // Global'naja jenergija. 2023. T. 29, № 2. S. 32–43. doi: <https://doi.org/10.18721/JEST.29203>. (In Russ.).

14. Nakayama A. Statistical estimation method of remaining BDV and life expectancy for generator stator winding by using nondestructive insulation diagnostic data // Conf. on Electr. Insulation and Dielectr. Phenomena. Austin, TX, USA: IEEE, 1999. P. 528–531. doi: 10.1109/CEIDP.1999.807858.

15. Nakayama A. Estimating remaining BDV and life expectancy for stator winding insulation of rotating machines by using nondestructive insulation diagnostic data // Proc. of the 7th Int. Conf. on Properties and Appl. of Dielectr. Materials. IEEE, 1999. P. 1–43.

16. Tanaka K. Prediction of residual breakdown electrical field strength of epoxy-mica paper systems for the stator winding of large generators // IEEE Trans. on Dielectr. and Electr. Insulation. 2015. Vol. 22, no. 2. P. 1118–1121.

17. Kim K. Analysis of generator stator remaining breakdown voltage for power plant // Am. J. of Electr. Power and Energy Syst. 2016. Vol. 5, no. 3. P. 22–27.

18. Stone G. C. Prediction of stator winding remaining life from diagnostic measurements // IEEE Int. Symp. on Electr. Insulation. San Diego, CA, USA: IEEE, 2010. P. 1–10.

19. Pelymskij V. L., Pavlenko S. V. Ocenka sostojanija izoljicii vysokovol'nyh jelektricheskij mashin organizacij sistemy «Transneft» metodom chastichnyh razrjadov // Jelektrojenergija. 2020. №2(59). S. 94–98. (In Russ.).

20. Practical partial discharge measurement on electrical equipment / G. C. Stone, A. Cavallini, G. Behrmann, C. A. Serafino. Wiley & Sons Ltd, 2023. 576 P.

21. Stone G. C., Cavallini A., Behrmann G. A Review of the history of the development of partial discharge testing // IEEE Electr. Insulation Conf. (EIC). Knoxville, TN, USA: IEEE, 2022. P. 85–89. doi: 10.1109/EIC51169.2022.9833210.

22. Jeksperimental'noe opredelenie diagnosticheskij priznakov povrezhdenija obmotok rotorov vysokovol'nyh dvigatelej jelektrostancij v rezhime puska / A. N. Nazarychev, E. M. Novoselov, D. A. Polkoshnikov, A. S. Strahov, A. A. Skorobogatov, A. A. Pugachev // Defektoskopiya. 2020. № 5. S. 3–11. (In Russ.).

23. Hauschild W., Lemke E. High voltage test and measuring techniques // Springer. 2019. №2. 546 p. doi: 10.1007/978-3-319-97460-6.

24. Assessment of stator winding insulation condition based on absolute partial discharge magnitude / H. G. Sedding, C. Chan, M. Sasic, G. C. Stone // 14th Int. Electr. Insulation Conf. (INSUCON). Birmingham, United Kingdom: IEEE, 2023. P. 19–23.

25. Analysis of a partial discharge database to determine when stator winding insulation maintenance is needed / S. Gaidhu, C. Fitzpatrick, V. Warren, G. Stone // IEEE IAS Petroleum and Chem. Industry Techn. Conf. (PCIC). New Orleans, LA, USA: IEEE, 2023. P. 41–48. doi: 10.1109/PCIC43643.2023.10414305.

26. GOST IEC/TS 60034-27-2 2015 Mashiny jelektricheskie vrashhajushhiesja. Ch. 27-2. Izmerenija chastichnogo razrjada na izoljicii statornoj obmotki vkluchennyh v set' vrashhajushhihsja jelektricheskij mashin. URL: <https://docs.cntd.ru/1200135562> (data obraschenija: 03.07.2024). (In Russ.).

Information about the authors

Emil R. Mannanov – Cand. Sci. (Eng.), team leader, JSC «Power Machines», 3A Vatutina St., St. Petersburg, 195009, Russia.

E-mail: emil-mannanov@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0001-9988-793X>

Andrey M. Kostelov – Chief specialist in turbogenerator windings, JSC «Power Machines», 3A Vatutina St., St. Petersburg, 195009, Russia.

E-mail: Kostelov_AM@power-m.ru

<https://orcid.org/0000-0002-3242-310X>

Alexander M. Andreev – Dr Sci. (Eng.), Chief specialist in electrical insulation materials, JSC «Power Machines», 3A Vatutina St., St. Petersburg, 195009, Russia.

E-mail: Kostelov_AM@power-m.ru

<https://orcid.org/0000-0002-3242-310X>

Oleg S. Balykov – Leading Engineer for High-voltage Insulation Research, Electrical Insulation Technology Laboratory, JSC «Power Machines», 3A Vatutina St., St. Petersburg, 195009, Russia.

E-mail: Balykov_OS@power-m.ru

Vyacheslav S. Baranov – Engineer for High Voltage Insulation Research of the 2nd category, Electrical Insulation Technology Laboratory, JSC «Power Machines», 3A Vatutina St., St. Petersburg, 195009, Russia.

E-mail: Baranov_VS@power-m.ru

Victor O. Belko – Cand. Sci. (Eng.), Director of Higher School of High Voltage Engineering, Institute of Energy, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Polytechnicheskaya St., 29, Main Building, St. Petersburg, 195251, Russia

E-mail: vobelko@spbstu.ru

<https://orcid.org/0000-0001-8287-5561>

Author contribution statement:

Mannanov E. R. – formation of an idea; formulation or development of key goals and objectives.

Kostelov A. M. – drafting of a manuscript or its critical revision with the introduction of valuable remarks of intellectual content.

Andreev A. M. – concept development. Taking responsibility for all aspects of the work, the integrity of all parts of the article and its final version.

Balykov O. S. – participation in scientific design.

Baranov V. S. – preparation, creation and/or presentation of the published work.

Belko V. O. – concept development.

Статья поступила в редакцию 05.08.2024; принята к публикации после рецензирования 22.11.2024; опубликована онлайн 25.04.2025.

Submitted 05.08.2024; accepted 22.11.2024; published online 25.04.2025.
