



**БОНДАРЕНКО Ю.Н.**, ген. директор,  
**КУЗЬМИН В.В.**, докт. техн. наук, проф.,  
**ШПАТЕНКО Т.В.**, канд. техн. наук,  
**БОНДАРЕНКО Я.Ю., ШПАТЕНКО В.С.**, інженери,  
 Консорціум "НПО "Укргідроенергострой".

## НОВЫЕ ОСНОВЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ШИХТОВАННЫХ МАГНИТОПРОВОДОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

*Настоящая статья завершает цикл публикаций [1, 2], посвященных обзору современных достижений в практике модернизации силового электрооборудования гидроэлектростанций.*

**В**ведение. В традиционных конструкциях гидрогенераторов и трансформаторов на долю ферромагнитных сердечников приходится более 90 % массы активной зоны. Наиболее низким уровнем надежности обладают сердечники статоров – с течением времени в них прогрессирующе нарастает появление целого ряда дефектов механического характера – от крепежных деталей и излома листов стали до повреждения изоляционных покрытий этих листов.

Выполненный нами анализ позволил установить, что коренной причиной этих явлений является высокая вибродинамическая активность шихтованных магнитопроводов. Оказалось, что во всем диапазоне допустимых рабочих и испытательных режимов в шихтованных магнитопроводах возникают внутренние электродинамические усилия с частотой, кратной частоте изменения магнитного потока, и амплитудой того же порядка, что и силы радиального тяжения в воздушном зазоре.

Учет этих электродинамических усилий требует серьезного пересмотра основ конструирования и технического обслуживания гидрогенераторов и трансформаторов всех типов, особенно новых конструкций. И не только в рабочих режимах, но и при проведении приемо-сдаточных испытаний при монтаже. Например, вследствие некачественного проведения испытаний на нагревание наших шихтованного "в кольцо" статора первого генератора Саяно-Шушенской ГЭС (1978 г.) сердечник попал в резонанс и разрушился.

В статье изложены основы нового подхода к проектированию и техническому обслуживанию шихтованных магнитопроводов статоров и рото-

ров гидрогенераторов и трансформаторов всех типов. Внедрение этих методов возможно не только на вновь изготовленных машинах, но также и в процессе очередной модернизации на большинстве действующих генераторов.

Реализация этой инновации позволит обеспечить надежную работу и многократно увеличить расчетный срок службы мощных гидрогенераторов и трансформаторов.

**Повреждения шихтованных магнитопроводов.** Несмотря на существенные конструктивные различия и более низкую степень нагрузок в активной зоне, сердечники статоров гидрогенераторов обладают сходным характером повреждений, возникающих в процессе эксплуатации.

Так, согласно [3] наибольшее распространение имеют следующие повреждения сердечников статоров:

- распрессовка активной стали и ее последствия (перегрев активной стали и др.),
- усталостные поломки стяжных шпилек сердечников статоров гидрогенераторов (Рис 1),
- повреждение активной стали в районе стыков секторов,
- нарушение цилиндрической формы расточки статора.

Последние два дефекта являются следствием выполнения статора тихоходных гидрогенераторов из нескольких частей (секторов).

Предпринятые в конце прошлого века попытки перейти на неразъемную конструкцию сердечников статоров, когда их сборка осуществляется на месте монтажа по технологии "шихтовки в кольцо", имеют свои недостатки, в основном по причине низкой технологической оснащенности, повышенной трудоемкости сборки сердечника и монтажа в нем обмотки статора, а также низкого уровня ремонтпригодности.

Показательным в этом отношении является инцидент, случившийся в 1978 г. на первом генераторе Саяно-Шушенской ГЭС [4]. Так, вследствие отсутствия частотно-регулируемого источни-

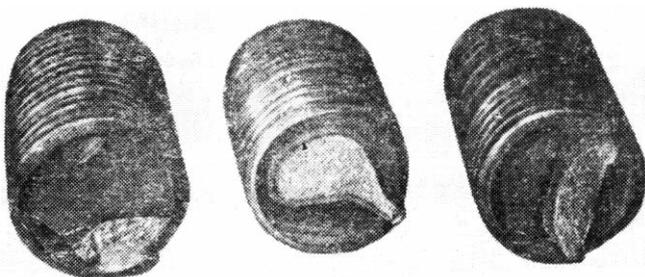


Рис. 1. Усталостные поломки стяжных шпилек сердечника



Рис. 2. Отрыв демпферного сегмента



Рис. 3. Выпадение демпферного стержня из паза



Рис. 4. Электроэрозия полюса

ка питания намагничивающей обмотки и низкого уровня теоретической подготовки персонала испытания на нагревание при кольцевом намагничивании были проведены на резонансной частоте, при этом не обращали внимания на ужасный шум, аномальный рост вибрации и нагрева сердечника. В результате сердечник статора был разрушен. Впоследствии его заменили и испытали вне резонанса.

**Электроэрозионное повреждение полюсов.** Дефекты рассматриваемого типа впервые были обнаружены на вертикальных гидрогенераторах ДнепроГЭС-2, затем на капсульных машинах Киевской ГЭС, и в середине 90-х годов на вертикальных гидрогенераторах ГЭС "Джердап-1".

Вероятно, вследствие искаженной формы статора и несовершенной формы ротора, при эксплуатации генераторов Киевской ГЭС воздушный зазор между ротором и статором изменился как в радиальном, так и в осевом направлении: при номинальном значении 5 мм, местами его величина не превышала 3,5 мм.

При этом, отклонение в процентном отношении составляло до 30 %, что недопустимо. Из-за значительного уменьшения воздушного зазора резко возросла нагрузка на демпферную обмотку, на которую она не была рассчитана. Следствием этого стал процесс электроконтактной эрозии сердечников полюсов.

В конце концов, это привело к разрушению демпферной системы: выгорание стали сердечника, разрыв стержней, выпадение их в воздушный зазор, и, как следствие — к серьезным повреждениям сердечника и обмотки статора (Рис. 2, 3).

Гидрогенераторы для ДнепроГЭС-2 были изготовлены и поставлены заводом "Электротяжмаш" в семидесятых-восьмидесятых годах. При обследовании полюсов ротора были обнаружены местные очаги электроконтактной эрозии сердечников, аналогичные тем, что отмечены на Киевской ГЭС (см. Рис. 4).

Специальные исследования, выполненные на роторе гидрогенератора ДнепроГЭС-2, показали, что в демпферной обмотке протекают значительные токи частоты зубцовых гармоник статора. Но это явление в той или иной мере наблюдается, в принципе, на всех гидрогенераторах без исключения. Однако повреждения полюсов отмечались только на перечисленных выше гидрогенераторах.

Природа возникновения этих дефектов долгое время оставалась невыясненной, но характер повреждений был однотипным, несмотря на существенное различие параметров гидрогенераторов (Табл. 1)

До ознакомления с информацией по отказам гидрогенераторов "Джердап-1" из-за аналогичного повреждения полюсов причина электроэрозионных явлений оставалась неизвестной, но было отмечено, что:

- такие повреждения носят системный характер;
- они проявляются после достаточно длительного периода эксплуатации.

Ситуация начала проясняться только после попытки проанализировать причины электроэрозионных повреждений полюсов на гидрогенераторах ГЭС "Джердап-1".

На этой ГЭС работает 12 гидрогенераторов одинаковой мощности:

9 — типа СВ1500/175-84 производства завода "Электросила" (Россия);



З – югославского производства, изготовленных на заводе "Раде Кончар".

Повреждались только югославские машины. Параметры одни и те же, режим работы одинаковый, почти "базовый" – 6400 часов в году.

В чем же состояла разница между ними? Оказалось, только в конструкции статора – "Раде Кончар" изменил конструкцию зубцовой зоны статора, выполнив ее с намного меньшим числом пазов, т.е. с более широким пазом статора, что значительно увеличило соотношение

$$k = b_{n1}/\delta,$$

где  $b_{n1}$  – ширина паза статора,  $\delta$  – величина воздушного зазора, с ростом которого резко увеличивается индукция потоков пазового рассеяния.

И в наших отечественных генераторах (Табл. 1), на которых отмечались повреждения демпферных обмоток, также имелись повышенные значения  $k$  в сравнении с генераторами других типов, но на базе классических теоретических подходов невозможно было объяснить, каким образом между соседними стержнями демпферной обмотки возникает разность потенциалов и какой должна быть ее расчетная величина. При нормальном "классическом" зазоре никакой ЭДС между стержнями демпферной обмотки не должно существовать. Но это именно при "нормальном" зазоре, который в продольном сечении имеет прямоугольную форму, независимо от неравномерности зазора под каждым полюсом.

Ознакомление с формулярами измерения воздушного зазора за период эксплуатации (по агрегату № 6 Джердап-1 они приведены в Табл. 1), показало, что в процессе эксплуатации параметры зазора испытывали следующие устойчивые изменения:

- среднее значение зазора уменьшилось (1970– 2000 гг. с 20 до 14,92/17,56 мм) почти на 20 %;

- в поперечном сечении воздушный зазор потерял прямоугольную форму: в верхней части машины он значительно меньше ( $\delta_{\min} = 14,92$  мм), чем в нижней ( $\delta_{\max} = 17,56$  мм).

При этом коэффициент "конусности" воздушного зазора

$$k_{\delta} = \frac{\delta_{\max} - \delta_{\min}}{\delta_{cp}} = 2 \frac{\delta_{\max} - \delta_{\min}}{\delta_{\max} + \delta_{\min}}$$

составил 16,3 %.

Данные обследования параметров воздушного зазора на гидрогенераторах Киев-

Таблица 1.

Гидрогенератор (ГЭС)	Мощность, МВт	Напряжение, кВ	Частота вращения	Конструктивное исполнение
ДнепроГЭС-2	104,5	13,8	107,1	Вертикальный
Киевская	18,5	3,15	85,7	Капсульный
Джердап-1	171	15,75	71,5	Вертикальный

ской ГЭС и ДнепроГЭС-2 приведены в Табл. 2.

В многополюсных гидрогенераторах силы магнитного тяжения в воздушном зазоре не вызывают заметных колебаний спинки ярма в радиальном направлении. Рост радиальной вибрации обычно является следствием нарушения плотности прессовки магнитопровода.

Более сложна и опасна процедура испытаний статора гидрогенератора при кольцевом намагничивании. Здесь рост радиальной вибрации в процессе испытаний [4] может достигать опасных величин и привести к повреждению сердечника статора.

Интегральным диагностическим признаком здесь всегда выступает резкое нарастание шума.

В магнитопроводах силовых трансформаторов в процессе их ремонта также отмечают аналогичные дефекты активной стали и узлов крепления [5]. Эти процессы сопровождаются ростом шума.

**Мероприятия по повышению вибростойкости сердечника статора.** Основные этапы проведения работ по реализации новых принципов проектирования и сервисного обслуживания сердечников статоров турбогенераторов сводятся к нижеперечисленным.

1. Анализ накопленного опыта по эксплуатации (характер, локализация и частота появления дефектов).

2. Анализ вибростойкости исходной (базовой) конструкции на основе расчета запасов прочности в деталях и узлах сердечника при воздействии статических и динамических нагрузок. Выдача экспертного заключения и предварительных предложений по устранению недостатков производственного и эксплуатационного характера.

3. Дополнительное обследование одного из эксплуатируемых турбогенераторов "базовой" конструкции после оснащения датчиками осевой вибрации.

4. Разработка комплекса мероприятий по повышению вибростойкости и плана организационно-технических работ по их реализации

Таблица 2.

	Параметры зазора			
	$\delta_{\text{расч.}}$ , мм	$\delta_{\text{max.}}$ , мм	$\delta_{\text{min.}}$ , мм	$K_{\delta}$ , %
Киевская ГЭС ст. № 8	5	5,4	3,5	38
ст. №16	5	5,7	3,3	48
ДнепроГЭС-2 ст. №13	20	21,9	16,2	28,5



5. Апробация (верификации) эффективности внедряемых инноваций в процессе проведения стандартного комплекса испытаний турбогенератора на заводе и (или) при эксплуатации.

6. Разработка дополнений к руководящим материалам по эксплуатации и ремонтам в части реализации вибромониторинга, диагностики и профилактических ремонтных работ по сохранению высокого уровня вибростойкости сердечника статора.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бондаренко Ю.Н., Кузьмин В.В., Шпатенко Т.В. Бондаренко Я.Ю., Шпатенко В.С. Цели и методы оценки технического состояния гидрогенераторов, отработавших расчет-

ный ресурс // Гидроэнергетика Украины. — 2013. — № 2. — С. 40–44.

2. Бондаренко Ю.Н., Кузьмин В.В., Шпатенко Т.В. Бондаренко Я.Ю., Шпатенко В.С. Мировые тенденции решения проблемы повышения технико-экономических характеристик гидрогенераторов // Гидроэнергетика Украины, 2013. — № 3–4. — С. 47–53.

3. Обнаружение дефектов гидрогенераторов. / Александров А.Е., Гушин Е.В., Кулаковский В.Б. и др. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 232 с.

4. Батулин В.И. Об эффективности оценки монолитности сердечников статоров гидрогенераторов / Батулин В.И., Битюцкий Н.Л., Кузьмин В.В., Шофул А.К., Кошелев В.В., Лицов В.И., Логвинов В.П., Калитиевская О.М., Шпатенко В.С. — Гидроэнергетика Украины, 2011. — № 2. — С. 16–20.

5. Худяков З.И. Ремонт трансформаторов — М.: Высшая школа, 1986 — 232 с.

© Бондаренко Ю.Н., Кузьмин В.В., Шпатенко Т.В., Бондаренко Я.Ю., Шпатенко В.С., 2014



## Захист докторської дисертації у спеціалізованій вченій раді Д 26.187.03 Інституту електродинаміки НАН України у 2013 році

У 2013 році спеціалізована вчена рада Д 26.187.03 в Інституті електродинаміки НАН України провела 7 засідань, на яких захищено 5 кандидатських дисертацій (2 — за спеціальністю 05.09.01 "Електричні машини і апарати" та 3 — за спеціальністю 05.14.02 — "Електричні станції, мережі і системи") і 2 докторські дисертації (1 — за спеціальністю 05.09.01 та 1 — за спеціальністю 05.14.02).

У докторській дисертації Гребенікова В.В. "Науково-технічні основи удосконалення електричних машин з постійними магнітами" вирішена актуальна і важлива науково-прикладна проблема розвитку науково-технічних основ побудови і удосконалення електричних машин (ЕМ) з постійними магнітами (ПМ) із заданими властивостями та покращеними енергетичними характеристиками.

Наукове значення одержаних результатів полягає в подальшому розвитку науково-технічних основ побудови і удосконалення ЕМ з постійними магнітами на основі розроблених математичних моделей, аналітичного методу розрахунку, технічних рішень, що забезпечують створення нових електричних машин з ПМ з покращеними енергетичними характеристиками для застосування в енергетиці, автоматичній, на транспорті, в техніці спеціального призначення.

Практичне значення одержаних результатів полягає у наступних розробках: програмного забезпечення, яке реалізує вибір оптимальної геометрії магнітної системи безпазових електричних машин з постійними магнітами за одним із критеріїв: мінімуму маси, мінімуму вартості, максимуму електромагнітного моменту; рекомендацій щодо удоскона-

лення процесу проектування нових конструкцій ЕМ з постійними магнітами; технічних рішень щодо розробки нових структур магнітних систем безпазових ЕМ з ПМ.

Нові технічні рішення за результатами дисертації реалізовано також при розробках експериментального зразка електрогенератора з постійними магнітами для вітроустановки з вертикальною віссю обертання, який створено спільно з Інститутом гідромеханіки НАН України, та нового приводу регулятора напруги під навантаженням (РПН) силових трансформаторів. У новому приводі РПН замість асинхронного електродвигуна застосовано електродвигун з ПМ, вал якого безпосередньо (без редуктора) з'єднаний з валом РПН, що спрощує конструкцію приводу у цілому та забезпечує дистанційний контроль стану виконання перемикачів РПН за положенням, швидкістю, часом, струмом, напругою.

Отримані в дисертації результати доцільно використати в енергетичних підприємствах України, проектними інститутами та іншими організаціями, що пов'язані з управлінням електричними системами за допомогою РПН, в комунальному господарстві при застосуванні вітрогенераторів малої потужності та теплогенераторів з регульованими магнітоелектричними двигунами, а також у навчальному процесі на кафедрі "Електричні машини" Національного технічного університету "ХПІ" при підготовці магістрів і аспірантів та в інших технічних університетах України.

З дисертацією можна ознайомитися в ІЕД НАНУ.  
Вчений секретар ради О.В. Бібік  
Контактний телефон: 366-26-14.