МИРОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИЯ В 2014–2015 ГГ.

АВТОРЫ:

Ю.Д. ВИНИЦКИЙ,
Д.Т.Н.,
КОНЦЕРН «РУСЭЛПРОМ»

Ю.Г. ШАКАРЯН,
Д.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Предметная область исследовательского комитета А1 «Вращающиеся электрические машины» включает вопросы, связанные с созданием, эксплуатацией, жизненным циклом, ремонтами генераторов и мощных двигателей для различных механизмов на электрических станциях и их применением для генерации электрической энергии.

Ключевые слова: генератор; статор; ротор; мощность; обмотка; режим; нагрев; температура; характеристика; сервис; мониторинг по техническому состоянию.

Машинный зал современной ГЭС

Задачей данной статьи является анализ основных тенденций развития электромашиностроения, основанный на публикациях и дискуссиях с участием авторов на сессиях и коллоквиумах СИГРЭ, а также исследовательского комитета А1«Вращающиеся электрические машины» в период 2014–2015 гг.

В период 2014–2015 гг. появилось много новых разработок и интересных технических решений, которые и рассмотрены в статье.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ

Фирма Альстом (Франция — Швейцария) [1] представила проект изготовления сварного ротора крупного четырехполюсного генератора при условии обеспечения его механической прочности на уровне, соответствующем цельным роторам. Прототип сварного ротора для турбогенератора 900 МВт атомной электростанции находится в эксплуатации с 2013 г. (рис. 1).

В процессе обсуждения был сделан ряд комментариев:

- Интерес к таким конструкциям возник в 2008 г. В то время казалось, что изготовить цельную поковку ротора весом 280 т не представляется возможным или требует очень длительного времени (3–4 года).
- Таким образом, риск остаться без ротора при планировании ремонтов был выше, чем технический риск от использования сварной конструкции с теоретически возможным снижением сроков эксплуатации ротора.

Авария на Фукусиме изменила подход к конструкции ротора. Срок задержки поставки запасного ротора стал принципиально важным, и поэтому теперь два подхода (моноблочный или сварной) к конструкции ротора имеют право на существование. Выбор определяется экономическими соображениями, связанными в том числе со сроками поставки запасного ротора той или иной конструкции.

СВАРНОЙ РОТОР

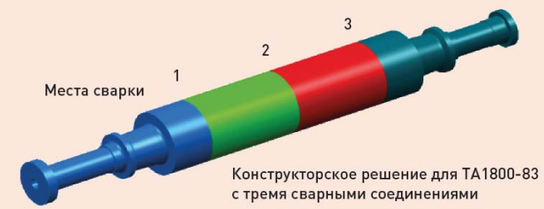


Рис. 1

Фирма «Хитачи» (Япония) в своем докладе [2] описала преимущества и причины использования гидрогенераторов с переменной скоростью для гидроаккумулирующих станций на примере агрегата мощностью 467MVA/460 MW.

Самый большой в мире гидроагрегат ГАЭС с переменной скоростью был установлен в TokyoElectricPowerCompany (TEPCO) KazunogawaUnit.4. Блок был введен в эксплуатацию 9 июня 2014 г. и работает нормально.

В настоящее время в Японии после трагедии на Фукусиме все атомные блоки были выведены из эксплуатации, и поэтому роль обратимых гидроагрегатов большой мощности чрезвычайно велика, особенно для покрытия максимумов нагрузки (пиковых нагрузок). Как показано на рис. 2, блок 4, работающий в режиме с переменной частотой вращения, имеет весьма широкий диапазон регулирования мощности 130 МВт — 400 МВт в режиме генерирования, тогда как блоки с постоянной частотой вращения могут обеспечить режим 260 МВт — 400 МВт. Такая операционная гибкость высоко оценивается генерирующими компаниями и Системными операторами.

В [3] рассмотрен уникальный генератор 400 МВА с коэффициентом мощности 0,8 с воздушным охлаждением фирмы ANSALDO. Генератор разработан на базе существующего генератора с воздушным охлаждением мощностью 360 МВА, 50 Гц. Увеличение мощности было достигнуто за счет оптимизации теплообмена при косвенном воздушном охлаждении обмотки статора и непосредственном радиальном охлаждении сердечника, выводов генератора и путем продольного охлаждения обмотки ротора. Термореактивная изоляция, соответствующая классу F, широко используется фирмой как с воздушным, так и с водородным охлаждением даже при более высоких напряжениях и увеличенных электромагнитных силах. Генератор рассчитан на работу как с паровой, так и с газовой турбиной. Организация перемещения воздушных потоков приведена на рис. 3. Используется теплообменник «воздух — вода».

При разработке генератора использовался конечно-элементный анализ и 3D-проектирование. Генератор рассчитан на использование статической системы возбуждения

и на частотный пуск от преобразователя частоты. В конструкции увеличено количество стяжных призм по сравнению с генератором 360 МВА для обеспечения эластичной подвески сердечника в корпусе генератора.

Конструкция стержня приведена на рис. 4.

На рис. 5 показана лобовая часть обмотки ротора.

Основные характеристики генератора приведены в табл. 1.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СИНХРОННЫМ КОМПЕНСАТОРАМ

В [4] (Италия) обоснована необходимость выбора вращающегося синхронного компенсатора итальянским Системным оператором для HVDC подстанции в Сардинии вместо статических компенсаторов реактивной мощности. Местная система энергоснабжения содержит большое количество возобновляемых источников электроэнергии, покрывающих почти 110% пиковой нагрузки (ветряные и солнечные установки). Системный оператор считает, что это может создать проблемы для безопасного регулирования напряжения и устойчивости, и именно поэтому были проведены соответствующие исследования. В дискуссии отмечено, что в некоторых странах в настоящее время имеет место ренессанс использования вращающихся машин для компенсации реактивной мощности. Так, Voith Hydro Inc. участвует в разработке двух крупных проектов в Канаде в качестве потенциального поставщика синхронных компенсаторов.

СОПОСТАВЛЕНИЕ РАБОЧИХ ДИАПАЗОНОВ В ГЕНЕРАТОРНОМ РЕЖИМЕ

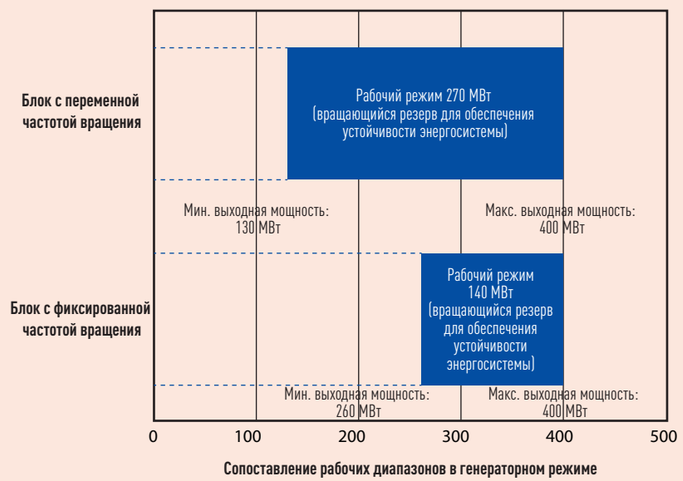


Рис. 3

Newfoundland и Labrador, Canada

- Nalcor планирует построить вставку постоянного тока длиной 1100 км.
- Voith Hydro планирует поставить для этой вставки три синхронных компенсатора 175 МВА каждый с высоким моментом инерции и в комплекте со всем необходимым вспомогательным оборудованием.

Manitoba, Canada

- Manitoba Hydro в настоящее время создает Bipole III — высоконадежную межсистемную связь, которая включает в себя дополнительно новую линию постоянного тока 500 кВ.
- Voith Hydro приглашена для подготовки технико-коммерческого предложения в качестве потенциального поставщика четырех новых синхронных компенсаторов по 250 МВАр с полным комплектом вспомогательного оборудования.

A: Конструкция Voith SC для Nalcor

Требования к постоянной инерции, равной 7,92 с, обусловило создание компенсатора вертикального исполнения с воздушным охлаждением с числом полюсов, равным 8 и аналогичным типовой конструкции гидрогенератора.

B: Конструкция Voith SC для Manitoba Hydro

По результатам оценки критериев, предъявляемых Manitoba Hydro в части потерь и использования водородного охлаждения, фирма предложила четыре высокоскоростных синхронных компенсатора с явно выраженными полюсами, с водородным охлаждением и горизонтальным исполнением.

Преимущества синхронных компенсаторов с явно выраженными полюсами:

- обеспечение поддержания заданного уровня напряжения;
- обеспечение устойчивости энергосистемы (инерционность);
- легкость обслуживания;
- высокая готовность;
- гибкость технических решений, которые можно использовать при различных технических требованиях.

Следует отметить, что в России изготовлены два компенсатора реактивной мощности по 100 МВар каждый, содержащие на роторе две обмотки возбуждения (асинхронизированные компенсаторы), способные устойчиво работать как в режиме выдачи, так и в режимах глубокого потребления реактивной мощности.

В [5] рассмотрен подход ОАО «Силовые машины» к анализу электромагнитных процессов в торцевой зоне мощных турбогенераторов. Показано, что для защиты нажимных плит из немагнитной стали и крайних пакетов статора от перегрева целесообразно использовать электромагнитный экран, изготовленный из материалов с высокой электро- и теплопроводностью. Расчеты проведены для турбогенератора 890 МВт с полностью водяным охлаждением.

В [6] рассмотрена генерирующая система, состоящая из генератора с переменной частотой вращения и преобразователя частоты в цепи статора. Это совместная разработка компаний «Альстом» и «Дженерал Электрик». Система содержит многофазный турбогенератор, матричный преобразователь частоты в цепи статора, используемый и как элемент вывода системы на полную мощность, и в качестве пускового устройства для частотного пуска, систему возбуждения и управления преобразователем частоты. Мощность агрегата 300 МВт, ротор — четырехполюсный, количество фаз статора — 27. Такая система достаточно гибкая и позволяет в полной мере удовлетворить требования Системного оператора с точки зрения поведения генерирующего агрегата в энергосистеме при различных флуктуациях режима энергосистемы. Кроме того, система позволяет реализовать режим работы с переменной частотой вращения турбины, а это может значительно повысить надежность работы турбины (особенно газовой) и обеспечить выработку дополнительной мощности при определенных температурных условиях работы агрегата (изменяющейся температуре окружающей среды). На рис. 8–9 показана структурная и однолинейная схема этого уникального агрегата, на рис. 10 приведен график, иллюстрирующий возможное увеличение выходной мощности агрегата в зависимости от температуры окружающей среды, а на рис. 11 — график, иллюстрирующий расширенные возможности выдачи реактивной мощности. Оказывается, можно обеспечить работу при достаточно большом значении опережающего коэффициента мощности, исключить проблему статической устойчивости, обеспечить условия более плавного регулирования режимов, осуществляемого Системным оператором.

Типовые испытания такой машинно-вентильной системы были проведены в июне 2014 г. Испытания продол-

ОРГАНИЗАЦИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОЗДУХА В ГЕНЕРАТОРЕ

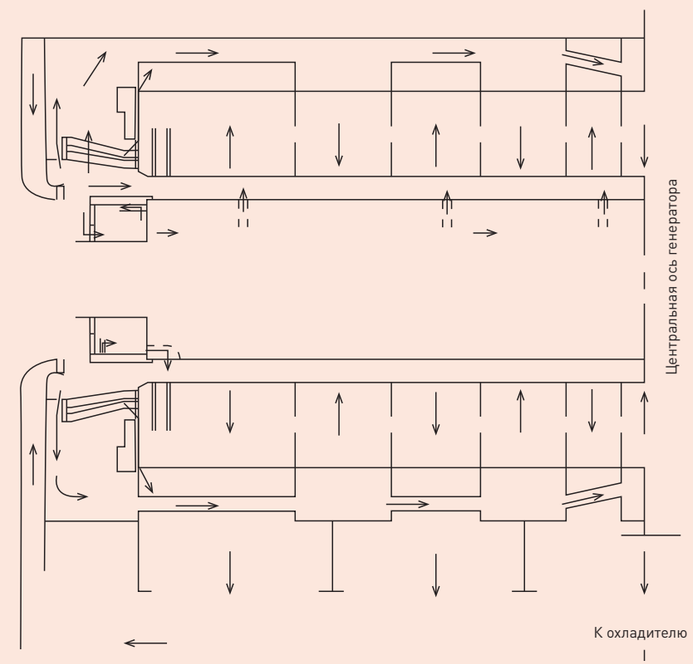


Рис. 3

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕНЕРАТОРА 400 МВА

Описание	Ед. изм.	Значение	Примечание
Изготовитель	—		Ansaldo Energia
Тип генератора	—		TRY-L63
Стандарт		IEC 60034-1	
Конструкция	—		IM 7305
Охлаждение	—		IC 8 A1 W7
Номинальная мощность	МВА	400	Для 0,8 фактора мощности
Номинальное напряжение/ток	V / A	20000 / 11547	Вариации: 7,5%
Частота и скорость	Гц/ г.р.m		50 / 3000
Момент инерции	Мг м^2		11,7
Соединение фаз	— / —		3 / Y
Система возбуждения	—		Статичная
Напряжение и ток возбуждения	В / А	530 / 1650	При номинальной мощности
Класс изоляции	—	F / F	Статор / Роторные обмотки
Основной охлаждающий агент	—	Воздух	При 40 °C
Вторичный охлаждающий агент	—	Вода	При 35 °C
Расход воздуха	м^3/с		78
Расход охлаждающей воды	м^3/час		600
Увеличение температуры обмотки	K / K	77 / 75	Статор / Ротор-Класс B
Отношение к.з.	у.е.	0.5	Ожидаемая величина
Сверхпереходный реактанс	у.е.	0.15	Насыщенное значение
Ток короткого замыкания	кА	235	Пиковое значение 3-фазного кз
КПД	%		98,65

Таблица 1

жались 250 ч, и за это время было проведено 70 пусков-остановов агрегата с газовой турбиной GT26. По результатам испытаний, КПД генератора 98,6%; КПД преобразователя 99,4%; КПД системы 98%. Система позволяет работать в режимах 50 и 60 Гц. Наличие преобразователя в цепи статора генератора позволяет демпфировать гармоники момента генератора, чтобы избежать подсинхронного резонанса.

Завершая раздел, посвященный созданию новых машин, отметим, что «Альстом» рассматривает прогноз рынка генерации в среднесрочной перспективе. Суммарная прогнозная мощность 240–270 ГВт при существенном увеличении генерации за счет возобновляемых источников энергии. Рассмотрены основные пути увеличения мощности и надежности генераторов и показано, что в результате модернизации возможно увеличить КПД турбогенераторов с 98,5% до величины, превышающей 98,8% для воздушных генераторов TOPAIR; с 98,88% до величины, превышающей 99% для водородных генераторов TOPGAS; с 98,7% до величины, превышающей 99,1% для водо-водородных генераторов GIGATOP.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ЗАКАЗЧИКА И СИСТЕМНЫХ ОПЕРАТОРОВ

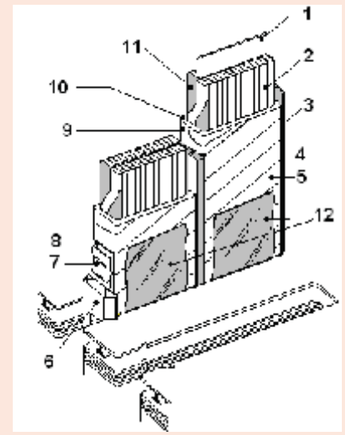
Быстро изменяющееся развитие энергосистем и изменение качественного состава потребителей вызывает изменение требований Системного оператора к параметрам и режимам генерирующего оборудования.

В [7] (Колумбия) рассмотрена возможность создания практической процедуры для построения реальной кривой реактивной мощности для генераторов энергосистемы Колумбии. Уточнение подходов в построении этой кривой — только один из шагов, направленных на более полное удовлетворение требований Системного оператора.

Наиболее интересным в дискуссии на сессии был комментарий представителя «Сименс», который обратил внимание на имеющуюся тенденцию перевода старых турбоагрегатов из базового в маневренный режим и связанные с этим проблемы продления их ресурса. Эта тенденция показана на рис. 12, построенном на основании обследования 32 электрических станций в Западной Европе.

Переход от базового режима к режиму переменной нагрузки приводит к повышенным механическим напряжениям почти всех компонентов генератора (в частности, статорных обмоток) и, соответственно, к ускорению старения и износа генератора. Это требует повышенного внимания к операционному обслуживанию таких генераторов.

СТЕРЖЕНЬ ОБМОТКИ СТАТОРА



1 — вертикальный сепаратор: стеклоэпоксидная прокладка;
2 — изолированные медные проводники;
3 — нижняя лента;
4 — стеклоэпоксидная оплетка;
5 — проводящее покрытие паза;
6 — клин в стеклоэпоксидной изоляции;
7 — верхняя прижимная пружинка;
8 — защитная полоска — стержень в стеклоэпоксидной изоляции;
9 — полупроводящее покрытие;
10 — изоляция относительно земли;
11 — каучуковый и слюдяной наполнители;
12 — боковые проводящие пакеты.

Рис. 4

Кроме того, такие изменения режимов влекут за собой и появление дополнительных требований со стороны Системного оператора. Эта же проблема нашла отражение и в [8].

НОВЫЕ ЕВРОПЕЙСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ENTSO-E К ГЕНЕРАТОРАМ:

- Повышенный диапазон изменения частоты сети (47,5–51,5 Hz) и более высокие отклонения напряжения (85–115% номинального напряжения).
- Риск магнитного насыщения сердечника статора (появление «горячих пятен»).
- Увеличенный ток ротора — перегрев обмотки.
- Частые пуски-остановы турбоагрегатов:

1. нагрев и охлаждение компонентов;
2. термоциклирование обмоток и сердечника, приводящее к ускоренному старению.

- Быстрое изменение нагрузки при высоких градиентах изменения токов статора и ротора до 24% от номинальной нагрузки:

1. быстрое расширение и сжатие медных обмоток;
2. термомеханические напряжения.

- Более длительные времена восстановления после коротких замыканий вплоть до 250 миллисекунд:

1. существенно большие крутильные колебания на валах турбоагрегатов;
2. риск появления трещин на роторных фланцах.

Управление сроком службы старых генераторов при переводе их из режима базовой нагрузки в маневренный режим требует выполнения следующих шагов:

1. Провести оценку остаточного срока службы и оценку риска — выполняет Пользователь совместно с изготовителем генератора.
2. Разработать план оптимизации обслуживания блока, основанный на оценке финансовых рисков (аварийные ремонты, количество повреждений) — контроль по состоянию.
3. Реализовать долгосрочную модернизацию (определить необходимые запасные части) или разработать решения по замене, основанные на экономическом анализе.
4. Установить on-line мониторинг и удаленную диагностическую систему для раннего предупреждения возможных повреждений — устранение риска возможных аварий.
5. Планировать превентивное обслуживание на базе оценки рисков, зависящее от режима работы агрегата — пиковый, умеренный, базовый.

В [9] рассмотрены вопросы надежности генератора и управление сроком его службы для условий работы при изменяющихся режимах энергосистемы. Постановка задачи обусловлена политикой Западной Европы, нацеленной на доминирование ветроэнергетики и солнечной энергетики. При этом большинство тепловых электростанций переводится в маневренный режим работы. Сложность возникающих режимов обусловила разработку специального Стандарта Европейского Системного оператора ENTSO-ENCRfG. Серьезным отличием является то, что для энергоблоков мощностью свыше 75 МВт этот стандарт требует расширения допустимого соотношения напряжение–частота, выработки большей величины реактивной мощности и увеличения градиента изменения нагрузки для удовлетворения требованиям выдачи мощности. Описаны результаты модернизации старого генератора парового энергоблока со сроком службы 40 лет.

Как и в выступлениях на сессии СИГРЭ в 2014 г., большое внимание уделено анализу режимов работы электростанций в Западной Европе в период 2008–2012 гг. Показано, что порядка 80% станций в этот период работали в режиме переменной нагрузки. На рис. 13 приведен суточный график работы генератора в пиковом режиме в Европейской энергосистеме с существенно изменяющейся генерацией от возобновляемых источников энергии.

На примере модернизированного турбогенератора 85 МВт показано влияние переменных режимов работы на частичные перегревы изоляции. Проведено сопоставление генераторов с косвенным воздушным охлаждением обмотки статора, радиальным охлаждением сердечника статора и радиальным охлаждением обмотки ротора с генератором с водородным охлаждением с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора. Показано, что генераторы с косвенным охлаждением существенно больше подвержены влиянию переменных режимов работы по сравнению с генераторами с непосредственным водяным охлаждением. Рассмотрены различные технические решения по модернизации старых генераторов и адаптации их к новым требованиям Системного оператора. Внимание уделено конструкторским решениям по лобовым частям обмотки статора. Предложено сделать возможным ее перемещения в аксиальном направлении, а также модернизировать конструкцию стержней для статорной обмотки, обеспечив внутреннюю защиту от короны для генераторов с непосредственным водородным охлаждением. Интересны решения по «смягчению» термоциклических воздействий за счет активного регулирования температуры охлаждающего газа, как показано на рис. 14.

ЛОБОВАЯ ЧАСТЬ ОБМОТКИ РОТОРА

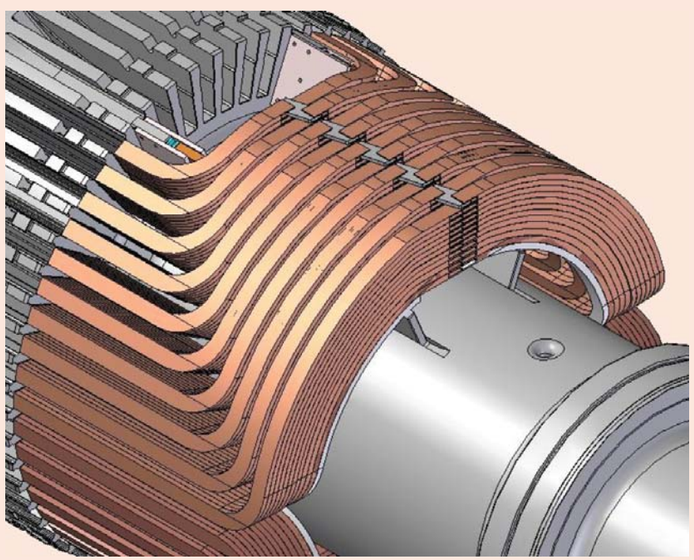


Рис. 5

В докладе подчеркивается необходимость перехода на режим технического обслуживания и ремонта по состоянию, что представляется важным и для российской электроэнергетики.

В [10] показаны различия между стандартами на существующие генераторы и требованиями ENTSO. Для удовлетворения требований ENTSO конструкция генераторов должна быть модифицирована, что, конечно же, влияет на стоимость оборудования и на его надежность. Тем не менее, конструкторы генераторов должны ориентироваться на требования ENTSO как при модернизации существующих генераторов, так и при проектировании новых.

АНАЛИЗ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ

ВИБРАЦИИ ЛОБОВЫХ ЧАСТЕЙ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА

В [11] (Канада) рассмотрена проблема вибраций лобовых частей статоров турбогенераторов, в частности, для генераторов с воздушным охлаждением — проблема, которая в течение последних 10 лет является достаточно важной для обеспечения надежности этих генераторов, особенно в составе газотурбинных и парогазовых установок. В докладе рассмотрены причины возникновения вибраций и некоторые способы снижения их уровня. Даны рекомендации по избежанию попадания частоты колебаний в резонансный диапазон.

Авторы задаются вопросом, почему эта проблема столь обострилась в последние 10 лет, и полагают, что причина в серьезном коммерческом давлении рынка, требующем сокращения сроков изготовления

и снижения себестоимости генераторов.

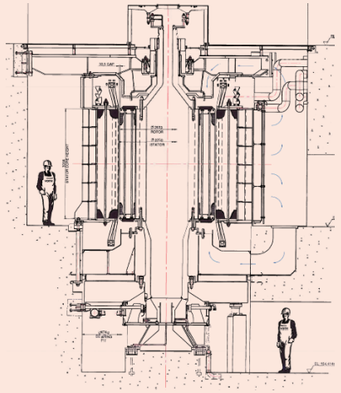
Авторы отмечают, что необходимы некоторые официальные документы на государственном уровне, нормирующие величину вибраций и определяющие методологию их измерения. Эта работа проводится как в рамках Рабочей группы СИГРЭ, так и в рамках работы Технического комитета МЭК TC2WG32. В настоящее время сложилось понимание того, что в разрабатываемом документе должны быть отражены основные характеристики измерительного оборудования (для измерения вибраций), последовательность измерений, рекомендованные методы анализа полученных результатов измерения и некоторые руководящие рекомендации для реальных условий эксплуатации уже установленного оборудования на объектах применения.

К сожалению, собрать воедино все имеющиеся мнения и рекомендации затруднительно, и в настоящее время дискуссия идет о том, чтобы определить необходимые лимитные величины только для больших генераторов мощностью от 200 МВА. Основной аргумент при этом заключается в том, что для генераторов меньшей мощности проблема вибраций лобовых частей не является столь актуальной. Тем не менее, предполагается, что рекомендуемые методики вполне могут быть применены и при обследовании генераторов меньшей мощности.

В IEEE до сих пор не разработано детальное Руководство по on-line мониторингу уровня вибраций, а также по методологии проведения обследования. Некоторая информация и руководящие материалы содержатся в IEEE Standard 1665-2009, из которых следует, что запретная зона натуральных частот при проведении ударных испытаний должна быть в диапазоне 100–120 Гц с минимальным расширением +/– 10 Гц, а желаемым для повышения надежности +/– 20 Гц. Разумеется, при этом должна учитываться собственно конструкция крепления лобовых частей.

Недавно стандарт IEEE 1129-2014 определил, как контролировать в работе уровень вибраций лобовых частей. Стандарт предполагает, что радиальное смещение должно быть менее 125 микрон. Аварийные величины смещения на уровне 200–250 микрон требуют немедленного отключения генератора.

КОМПЕНСАТОР ВЕРТИКАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ VOITH SC

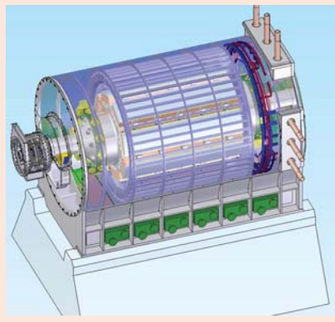


Общий вид

Номинальная мощность	175 МВАр
Номинальное напряжение	15 кВ
Номинальный ток	6736 А
Частота	60 Гц
Коэффициент мощности	0,00
Номинальная скорость вращения	900 RPM
Превышение скорости вращения	1080 RPM
Расточка статора	2750 мм
Момент инерции	7,92 с
Вес статора	160 т
Вес ротора	130 т

Рис. 6

КОНСТРУКЦИЯ КОМПЕНСАТОРА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ



Общий вид

Номинальная мощность	250 МВАр
Номинальное напряжение	16 кВ
Номинальный ток	9021 А
Частота	60 Гц
Коэффициент мощности	0,00
Номинальная скорость вращения	1200 RPM
Превышение скорости вращения	1440 RPM
Расточка статора	2450 мм
Момент инерции	2,5 с
Вес статора	250 т
Вес ротора	160 т

Рис. 7

В 2011 г. EPRI (Electric Power Research Institute) опубликовало пособие по определению рабочих и аварийных уровней вибрации. В этом пособии рекомендуемые уровни аварийных величин начинаются от 200 микрон (двойная амплитуда) и до 250 микрон. Предполагается, что основные двойные рабочие частоты генераторов — 100 или 120 Гц. Канадская фирма Vibro SystM на базе 15-летнего опыта работы в этой области установила более жесткие требования к уровням контролируемых вибраций.

Стандарт IEEE 1665 — пожалуй, единственный на сегодняшний день консенсус по проведению и оценке ударных испытаний, дающий цифровые значения допустимых и аварийных уровней вибрации.

В [12] также рассмотрены вопросы динамики лобовых частей статора мощных турбогенераторов. Проблема эта актуальна как в связи с увеличением единичной мощности генератора, так и в связи с необходимостью повышения надежности работы генератора, что достигается в том числе и путем использования непрерывного контроля вибрационного состояния лобовых частей. По мнению авторов, первичной причиной повышенного интереса к данной проблеме являются требования со стороны энергосистемы, о чем уже говорилось ранее. Показано, что источниками вибрации лобовых частей являются непосредственное электромагнитное возбуждение, косвенное возбуждение за счет вибрации статора, возбуждение статора электромагнитным полем в зазоре машины, механическое возбуждение со стороны ротора/вала, особенно в случае, когда подшипники расположены на различных основаниях. Проведен анализ четырехузлового режима с различными формами кривых для разных натуральных частот. Показано, что нет необходимости определять общие предельные значения вибраций для датчиков, установленных на торцах стержней обмотки. Стандарт IEC 60034-32 определяет места для установки датчиков для измерения вибраций. «Альстом» развивает свою собственную методику расчета вибраций применительно к местам установки

СТРУКТУРА СИСТЕМЫ «ГЕНЕРАТОР — ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАСТОТЫ»

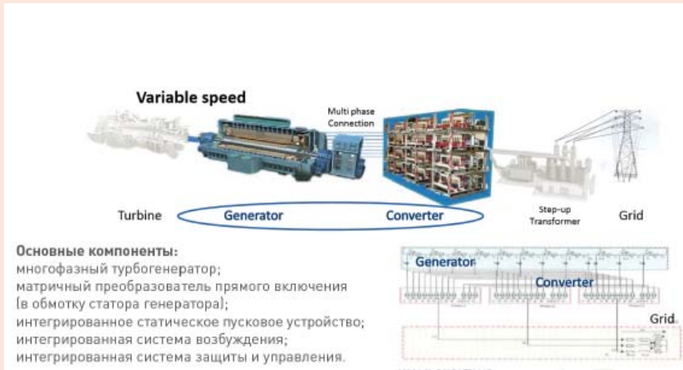


Рис. 8

ОБЩИЙ ВИД ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ, ВКЛЮЧАЕМОГО В ЦЕПЬ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Рис. 9

датчиков, основанную на использовании анализа общей формы кривой при использовании шести радиальных или трех радиально-тангенциальных датчиков и сопоставлении различий в измеренных показаниях локальных датчиков при различных режимах работы генератора. Базовые принципы подхода к выполнению крепления лобовых частей связаны с мощностью генератора и приведены на рис. 15.

СБОР И АНАЛИЗ ДАННЫХ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ МОНИТОРИНГА (КОНТРОЛЯ) СОСТОЯНИЯ МОЩНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

В [13] содержится описание математического метода анализа определенного набора измеряемых величин для правильного определения причин повреждения. В основе метода лежит применение искусственного интеллекта с прогнозированием дальнейшего развития ситуации. Приведен пример использования метода при анализе уровня вибраций гидрогенератора для датчиков, расположенных в определенном порядке и на определенных местах. Всего для этих целей использовалось 110 датчиков.

В [14] рассмотрены современные тенденции мониторинга состояния мощных генераторов на тепловых электростанциях. Обращено внимание на необходимость контроля динамики увеличения температуры, вибраций лобовых частей.

Температурный контроль предполагает контроль охлаждающей воды статора и системы газового охлаждения. Температура обмотки статора должна измеряться как минимум в четырех точках на фазу. Температура охлаждающей воды на выходе не должна превышать 75 °C (максимально допустимая — 90 °C). Проанализированы причины, вызывающие повышенную вибрацию лобовых частей, описаны волоконно-оптические датчики и указаны рекомендованные места их установки. Рассмотрена система мониторинга коротких замыканий в обмотке ротора по потоку в зазоре генератора, для чего необходима установка датчика потока в обмотке статора генератора. Рекомендовано также осуществлять мониторинг вспомогательных систем генератора.

В [15] рассмотрена возможность увеличения межремонтных интервалов генератора за счет применения мониторинга работы генераторов по состоянию. Показано, что применение он-лайн мониторинга основных узлов генератора может позволить оптимизировать вывод генератора в ремонт, заранее подготовить запчасти и сократить эксплуатационные расходы. Приведен перечень современных датчиков, которыми должен быть оснащен генератор для непрерывного контроля состояния и для контроля состояния отключенного генератора. К современным датчикам непрерывного контроля относятся: цифровые датчики температуры, волоконно-оптические датчики перемещения, пьезоэлектрические акселерометры, датчики влажности, волоконно-оптические датчики механических напряжений, датчики контроля состояния водорода и другие.

ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ ВЫХОДНОЙ МОЩНОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Система обеспечивает работу с частотой вращения выше номинальной частоты вращения газовой турбины; увеличивается выходная мощность газовой турбины при высоких температурах окружающей среды; система обеспечивает работу с частотой ниже номинальной частоты вращения при пониженной температуре.

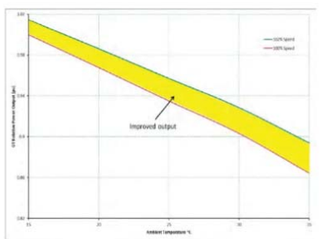


Рис. 10

ГРАФИК, ИЛЛЮСТРИРУЮЩИЙ РАСШИРЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СИСТЕМЫ ПО ВЫДАЧЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Улучшенные возможности взаимодействия с энергосистемой;
расширенные возможности по реактивной мощности;
достигается значительный опережающий коэффициент мощности;
лучше обеспечивается регулирование напряжения

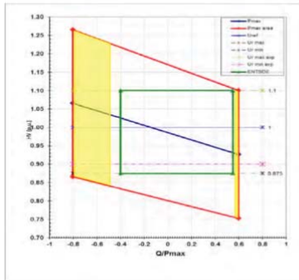


Рис. 11

ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ 32 ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЕ В ПЕРИОД 2008–2012 ГГ.

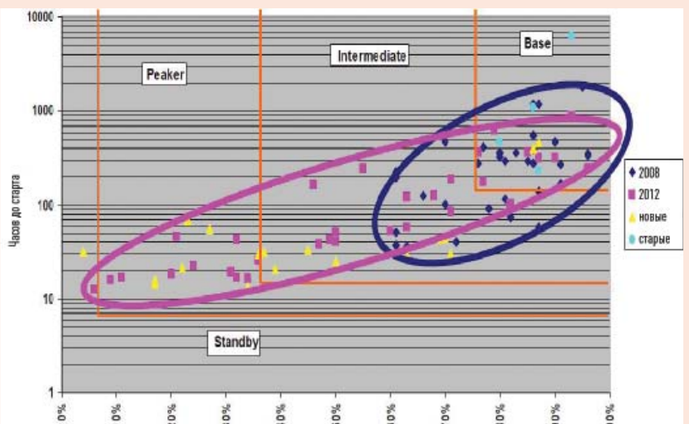


Рис. 12

В [16] рассмотрены варианты восстановления системы мотор-генератор на ГАЭС. Рекомендованная схема частотного пуска приведена на рис. 16. Проведенное математическое моделирование позволило оптимизировать величину мощности пускового устройства. Рассмотрены также варианты компоновки оборудования на станции и приведены основные решения.

В [17] изложен опыт технического обслуживания обратимого генератора-двигателя мощностью 300 МВт на электростанции Омаругава после семи лет эксплуатации. Генератор представляет собой машину двойного питания с преобразователем в цепи ротора. Проведенное обслуживание генератора-двигателя с переменной частотой вращения не выявило никаких особенностей по сравнению с аналогичными процедурами с традиционными генераторами.

В [18] приведена статистика роста количества ветрогенераторов с 2002 г. (около 200) до 2012 г. (около 1400) и далее до 2015 г. (около 2300). Рассмотрен необходимый объем контрактов послегарантийного обслуживания. Приведены оценки рисков, рассмотрены варианты использования изготовителей или независимых ремонтных организаций. С учетом большого количества ветроустановок предложено формализовать задачу сервисного обслуживания и ремонта путем построения гибкой архитектуры организации работ, включающей сбор информации о режимах работы ветроустановок, о погодных условиях, результаты непрерывного мониторинга состояния оборудования, времена включения, отключения и т.д. Описана система контроля 140 ветроустановок, приведена статистика повреждения различных узлов системы и алгоритмы построения таких больших систем контроля состояния.

СУТОЧНЫЙ ГРАФИК РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРА

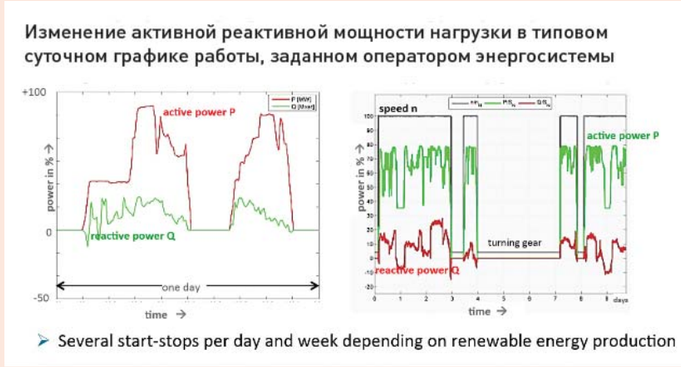


Рис. 13

В [19] рассмотрена проблема эффективного охлаждения постоянных магнитов ветрогенераторов для прибрежных ветроустановок. Предложен метод воздушного охлаждения магнитов и устройство для его реализации. В [20] приведены основные нормативные документы, определяющие качество электрической энергии в традиционных и нетрадиционных машинах. К этим документам относятся Стандарт IEC 61400-21 «Измерение и оценка качества электрической энергии для ветроустановок, подключенных к энергосистеме»; стандарт IEEE Standard 5190-1992 «Рекомендуемые практики и требования для контроля гармонических составляющих в энергосистеме»; стандарт IEC 61000 (подборка стандартов), формулирующих проблемы электромагнитной совместимости применительно к оборудованию; стандарт IEEE Standard C50.13-2014 «Стандарт на генераторы с цилиндрическим ротором на частоту вращения 50 и 60 Гц и мощностью 10 МВА и более; европейский стандарт EN 50160, определяющий характеристики для электроснабжающих систем общественного пользования (изменения частоты, изменения напряжения, скачкообразное изменение напряжения, фликер, уровни перенапряжений, провалы в напряжении, гармонический состав и небаланс фазных напряжений).

В период 2014–2015 гг. на заседаниях исследовательского комитета A1 рассматривались следующие обобщающие документы, относящиеся к турбогенераторам:

- A1.05 Экономическая оценка модернизации или замены.
- A1.29 Руководство по оценке взаимного влияния генератор-энергосистема.
- A1.33 Руководство по обеспечению чистоты и соответствующего режима хранения генераторов.
- A1.37 Опыт конструирования систем крепления лобовых частей обмоток статоров генераторов.
- A1.38 Вопросы недовозбуждения и перевозбуждения генераторов.
- A1.39 Определение тангенса угла потерь на новых катушках и стержнях статора.
- A1.41 Руководство по управлению сроком службы основных компонентов генератора.
- A1.44 Руководство по испытаниям мощных турбогенераторов.

НЕКОТОРАЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ВИЭ ЗА ПЕРИОД 2014–2016 ГГ.

E.ON И STATOIL РАЗРАБАТЫВАЮТ НОВЫЙ ПРОЕКТ В ГЕРМАНИИ

Немецкая энергетическая компания E.ON и норвежская энергетическая компания Statoil приняли решение продолжить разработку проекта шельфового ветропарка Arkona мощностью 385 МВт в немецкой части Балтийского моря.

Проект включает установку к северо-востоку от острова Рюген (Германия) 60 ветровых турбин производства компании Siemens. Ветропарк сможет обеспечивать электроэнергией до 400 тыс. домохозяйств.

Общая стоимость проекта составляет € 1,2 млрд. Ввод ветропарка в эксплуатацию запланирован в 2019 г.

ENEL ПОСТРОИЛА В ЧИЛИ НОВЫЙ ВЕТРОПАРК МОЩНОСТЬЮ 24 МВТ

Enel Green Power Chile Ltda (EGPC) — дочерняя компания Enel в Чили, завершила строительство и ввела в эксплуатацию новый ветропарк Лос-Буэнос-Айрес (Los Buenos Aires), который стал первым принадлежащим EGPC ветропарком в чилийском регионе Био-Био (Bio Bio). Ветропарк мощностью 24 МВт, будет вырабатывать около 86 ГВт.ч электроэнергии в год, что позволит обеспечить годовое потребление более чем 40 000 чилийских домохозяйств. В настоящее время в управлении EGPC в Чили находятся ветропарки установленной мощностью 364 МВт, солнечные

электростанции мощностью 253 МВт и гидроэлектростанции мощностью 92 МВт. Кроме того, у компании на стадии реализации находятся проекты общей установленной мощностью свыше 500 МВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сессия 2014 г. и Коллоквиум 2015 г. в очередной раз продемонстрировали постоянно растущий уровень разработки технических решений в области создания и модернизации вращающихся машин. Появление современных материалов, новых более совершенных методов расчета позволяют повысить качество конструирования и снизить себестоимость изготовления оборудования. Проведенный анализ докладов и дискуссий позволяет сделать следующие выводы:

1. Отмечена тенденция к изменению режимов работы оборудования — переход от базового режима в режим переменной нагрузки, что особенно характерно для Западной Европы. Это предъявляет дополнительные требования к конструкции генераторов, а также к проблемам регулирования в энергосистеме. Увеличивается необходимый диапазон изменения частоты, диапазон изменения напряжения.
2. В практику создания мощных турбогенераторов начинает входить использование сварных роторов, что подтверждено опытом фирмы «Альстом» для турбогенератора 900 МВт атомного энергоблока.
3. Широкое распространение источников возобновляемой энергии и, в частности, ветроустановок вызвало проектирование мощных АСМ и ветрогенераторов с постоянными магнитами и безредукторным исполнением. Новые конструкции требуют новых, в том числе модульных, подходов к их построению.

ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОБМОТКИ СТАТОРА ПРИ ПИКОВОЙ НАГРУЗКЕ С АКТИВНЫМ КОНТРОЛЕМ ТЕМПЕРАТУРЫ В КОНТУРЕ ОХЛАЖДЕНИЯ

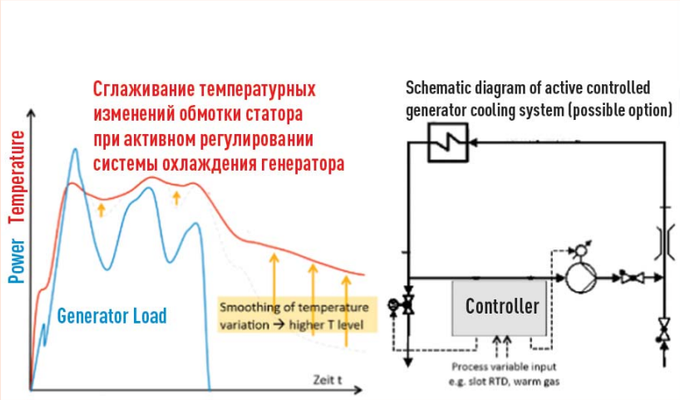


Рис. 14

4. Значительное внимание в мире уделяется оптимизации конструкции крепления лобовых частей обмотки статора, определению критериев их качества по уровню вибраций, разработке методологии оценки уровня вибраций и введению официальных норм (отклонений). Рекомендации, приведенные различными докладчиками, хорошо коррелируются с требованиями, предъявляемыми к своему оборудованию ведущими отечественными электромашиностроительными предприятиями.
5. Отмечается ренессанс в создании мощных синхронных компенсаторов 175–250 МВА с воздушным и водородным охлаждением горизонтального и вертикального исполнения. Такие компенсаторы предполагается использовать для передач и вставок постоянного тока в связи с их более высокой надежностью и более простым обслуживанием.
6. Создание и испытания фирмой «Ансальдо» генератора с воздушным охлаждением мощностью 400 МВА для работы как с паровой, так и газовой турбиной. Решение этой задачи потребовало прежде всего существенного улучшения системы охлаждения, изменения конструкции стержней статорной обмотки и совершенствования системы крепления лобовых частей статорной обмотки в части снижения уровня вибраций.
7. Формирование прогноза рынка генерации в среднесрочной перспективе, выполненного фирмой «Альстом», с оценкой суммарной прогнозной мощности 240–270 ГВт при существенном увеличении генерации за счет возобновляемых источников энергии. По данным фирмы, воз-

КОНЦЕПЦИЯ «АЛЬСТОМ» КОНСТРУКЦИИ КРЕПЛЕНИЯ ЛОБОВЫХ ЧАСТЕЙ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЕГО МОЩНОСТИ И СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ

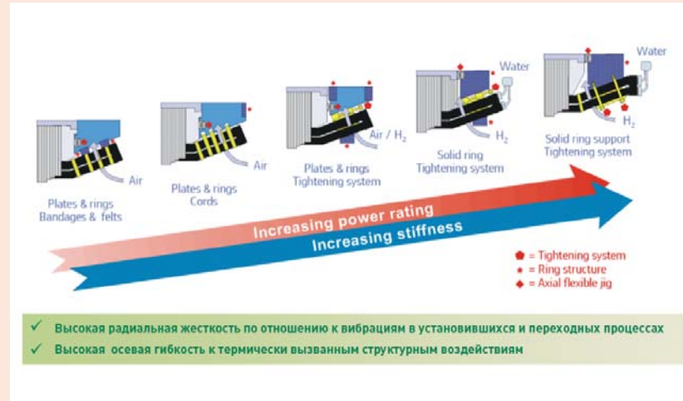


Рис. 15

можно увеличить КПД турбогенераторов с 98,5% до величины, превышающей 98,8% для воздушных генераторов TOPAIR; с 98,88% до величины, превышающей 99% для водородных генераторов TOPGAS; с 98,7% до величины, превышающей 99,1% для водо-водородных генераторов GIGATOP.
8. Мировая тенденция развития генерации особенно в странах Западной Европы — перевод энергоблоков из базового режима работы в маневренный в связи с массовым внедрением ветро- и солнечной энергетики. Это существенно изменяет требования Европейского Системного оператора к режимам работы энергоблоков (частые пуски-остановы, расширение возможностей генерирования активной и реактивной мощности, расширение частотного диапазона работы в номинальных режимах). Ужесточение требований со стороны энергосистемы приводит к необходимости модернизации конструкции существующих генераторов — необходимости совершенствовать систему охлаждения, усиливать крепление лобовых частей обмоток статора, усложнять систему регулирования возбуждения.
9. Оптимизации работы генератора в составе энергоблока при возросших требованиях со стороны Системного оператора можно добиться еще и изменением структуры генераторного блока — включением преобразователя частоты на зажимы статора генератора. В этом случае существенно улучшается маневренность энергоблока, появляется возможность оптимизировать режим работы газовой турбины, в особенности увеличить выработку мощности при определенной температуре окружающей среды. Появляется возможность унифицировать схемы генерации в системах 50 и 60 Гц за счет изменения частоты на выходе преобразователя частоты. Система, безусловно, очень дорогая и требует специального оборудования (описанный генератор имеет 27-фазный статор, четырехполюсный ротор и преобразователь частоты ячейкового типа). Тем не менее, это существенный шаг вперед в плане оптимизации частоты вращения турбоагрегатов, увеличения их надежности и повышения выработки мощности и КПД.
10. Предложены различные методы совершенствования конструкции крепления лобовых частей статорной обмотки для снижения уровня вибраций и, соответственно, замедления старения и деградации изоляции. Важной является рекомендация оснащения мощных турбогенераторов системой непрерывного контроля состояния лобовых частей. Предложены математические модели модального анализа вибраций и расположение датчиков, позволяющие получать непрерывную информацию и сравнивать ее с модельным видом.
11. Особое внимание уделено непрерывному мониторингу состояния генераторов. Приводится мысль о целесообразности внедрения ремонтов по техническому состоянию оборудования, что позволяет при непрерывном или (иногда) периодическом контроле состояния важнейших узлов генератора удлинять продолжительность межремонтного периода на несколько лет и тем самым снижать эксплуатационные расходы.
12. Отмечена тенденция к возобновлению работ по созданию и дальнейшему совершенствованию энергоэффективных двигателей с КПД 80–96% вместо традиционных двигателей с КПД 62–92%.

При этом удается обеспечить срок окупаемости дополнительных вложений в улучшенную конструкцию в один год при новой установке и 2–3 года при модернизации уже установленных машин.

13. Сопоставление эмиссионных выбросов тепловых блоков в маневренном режиме совместно с применением ВИЭ не приводит к существенному увеличению выбросов NO_X.
14. Японский опыт эксплуатационного обслуживания генераторов-двигателей ГАЭС с регулируемой частотой вращения в течение семи лет не выявил существенных особенностей в эксплуатационном обслуживании машин с регулируемой частотой вращения по сравнению с традиционными агрегатами.
15. Отмечено появление новых стандартов и других нормативных документов, учитывающих последние тренды обеспечения совместной работы энергосистем с генерирующими блоками.

Важным является то обстоятельство, что отечественная электроэнергетика соответствует уровню поставленных в мировой практике задач и успешно конкурирует с генераторными установками ведущих фирм мира.

СТРУКТУРА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРА-ДВИГАТЕЛЯ ГАЭС

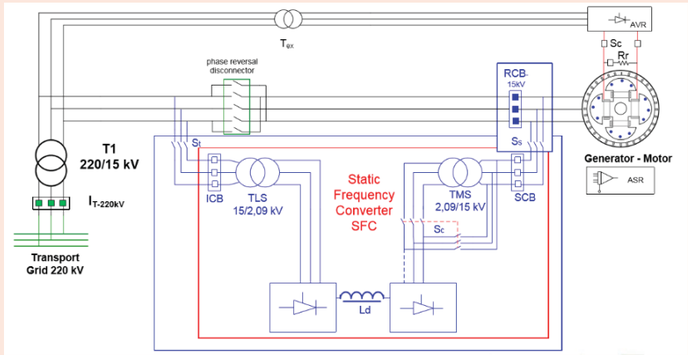


Рис. 16

ЛИТЕРАТУРА

1. Сварной ротор турбогенератора. H. COLOMBIE, M. THIERRY, R. ROTZINGER, C. PELISSOU, C. TABACCO, V. FERNAGUT (France).
2. Конструкция и результаты изготовления самого мощного гидроагрегата ГАЭС в мире 475MVA/460MW с регулируемой частотой вращения. T.KUBO, I. OHNO, O. OSADA, H. TOJO, T. SHIOZAKI, T. SUZUMURA, T. WATANABE (Japan).
3. Новый турбогенератор мощностью 400 MBA с воздушным охлаждением. VincenzoTartaglione, ANSALDO (Italy).
4. Улучшение характеристик энергосистемы при применении синхронных компенсаторов в HVDC системах с промежуточными отборами. A. DIGIULIO, G.M. GIANNUZZI, V. IULIANI, F. PALONE, M. REBOLINI, R. ZAOTTINI, S. ZUNINO (Italy).
5. Электромагнитный анализ торцевых зон мощных турбогенераторов. MikhailRoytgarts, ELECTROSILA (Russia).
6. Гибкая система турбогенератора с преобразователем частоты в цепи статора для удовлетворения повышенным требованиям энергосистемы ALSTOM & GE. JoergOesterheld, ALSTOM (Switzerland).
7. Экспериментальное определение кривой реактивной мощности генераторов на примере энергосистемы Колумбии. H.M. SÁNCHEZ, N.J. CASTRILLON, J.I. VELÁSQUEZ, O.J. PINILLA (Colombia).
8. Надежность генератора и управление сроком его службы в новейших условиях работы энергосистемы при переменных режимах. JürgenR. Weidner, SIEMENS (Germany).
9. Вызовы последних требований энергосистем к характеристикам генераторов. JoergOesterheld, ALSTOM (Switzerland).
10. «Последние достижения по улучшению технических характеристик турбогенераторов». JensMöbius, JulienTromenschlager,. ALSTOM (Switzerland).
11. Недавние проблемы вибрации лобовых частей в турбогенераторах с воздушным охлаждением. J. KAPLER, J. LETAL, M. SASIC, G.C. STONE (Canada).
12. Динамика поведения лобовых частей турбогенераторов. KevinMayor, ALSTOM (Switzerland).
13. Новая процедура диагностики для мониторинга состояния вибраций лобовых частей генераторов при быстро изменяющейся нагрузке. SebastianStrack, SIEMENSAG (Germany).
14. Современные тенденции в мониторинге состояния турбогенераторов тепловых электростанций. D.K. Chaturvedi, NTPCLtd. (India).
15. Увеличение межремонтных интервалов генераторов при использовании «мониторинга по состоянию». ChristopherMarkman, GE Power Services (USA).
16. Опыт обслуживания и капитального ремонта генераторов и двигателей с переменной частотой вращения HITACHI MITSUBISHI HYDRO. YosukeOmori, HM-Hydro(Japan).
17. Оценка требований, возникающих при использования ветроэнергетических установок. D. MCMILLAN, I. DINWOODIE, G. WILSON, A. MAY, G. HAWKER (UK).
18. Обобщение опыта испытанийэ лектрических машин для ветро- и возобновляемой энергетики. JaimePeredo, GAMESA (Spain).
19. Анализ системы охлаждения ветрогенератора с постоянными магнитами при использовании низкотемпературного охлаждения.
20. Оценка повреждения компонентов и воздействия на обслуживание оборудования ветроэлектростанций DavidMcMillan, UNIVSTRATHCLYDE (UK).
21. Качество электрической энергии в традиционных и нетрадиционных машинах. L.Rouco, IBERDROLA, Spain.

Системы печати
Phoenix Contact

Системный подход к решению вопроса печати маркировки:

- печатающие устройства для любого применения;
- самые распространённые системы нанесения информации;
- большой спектр применяемых типов маркировки;
- возможность выбора материала маркировки;
- контроль состояния печатающего устройства;
- простота в создании и удобство при печати проектов;
- выбор успешных компаний.

Подробная информация на сайте www.phoenixcontact.ru

реклама

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

Приглашаем Вас посетить стенд "Феникс Контакт РУС" на выставке "Электро" 6-9 июня 2016 г. по адресу:
г. Москва, ЦВК "Экспоцентр", Краснопресненская набережная, 14, в павильон "Форум", стенд "Phoenix Contact" FE100