

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА

«ЭНЕРГИЯ-2012»

РЕГИОНАЛЬНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ
И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ
(С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ)

ИВАНОВО, 17 – 19 апреля 2012 г.

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

ТОМ 3

ИВАНОВО

ИГЭУ

2012

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА: Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2012. – Т. 3. – 264 с.

Помещенные в сборник тезисы докладов студентов и аспирантов электроэнергетического факультета Ивановского государственного энергетического университета отражают основные направления научной деятельности кафедр в области электроэнергетики и высшего профессионального образования.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей вузов, интересующихся вопросами электроэнергетики.

Тексты тезисов представлены авторами в виде файлов, сверстаны и при необходимости сокращены. Авторская редакция сохранена.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель оргкомитета: проректор по научной работе, д.т.н., проф. **В.В. ТЮТИКОВ**.

Члены оргкомитета: декан электроэнергетического факультета, к.т.н., профессор **А.Ф. СОРОКИН**, зав. кафедрой «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», к.т.н., доцент **В.Д. ЛЕБЕДЕВ**, зав. кафедрой «Теоретические основы электротехники и электротехнологий», д.т.н., профессор **В.А. МАРТЫНОВ**, заместитель зав. кафедрой «Электрические станции и диагностика электрооборудования», к.т.н., доцент **В.М. ЛАПШИН**, зав. кафедрой «Высоковольтные электроэнергетика, электротехника и электрофизика», к.т.н., доцент **В.Ф. ВОРОБЬЕВ**, зав. кафедрой «Электрические системы», к.т.н., доцент **А.Ю. МУРЗИН**, заместитель декана электроэнергетического факультета по научной работе к.т.н., доцент **А.В. МАКАРОВ**.

СЕКЦИЯ 12

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Председатель – к.т.н., доцент **Скоробогатов А.А.**
Секретарь – инженер **Литвинов С.Н.**

А.В. Шиков, студ., Е.М. Новоселов, асп.;
рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

В настоящее время на объектах энергетики и промышленных предприятиях имеется большое количество сложного электротехнического оборудованием содержащего электропривод. В качестве привода чаще всего используется асинхронный электродвигатель (АД). Большая часть оборудования электростанций и крупных промышленных предприятий жестко связана между собой в едином технологическом цикле, поэтому нарушение работы в каком либо из механизмов может оказать существенное воздействие на весь технологический процесс в целом. Такие нарушения приводят к значительному материальному ущербу, который может доходить до нескольких тысяч долларов от отказа одного электродвигателя.

Согласно [1] порядка 40 % отказов высоковольтных асинхронных электродвигателей приходится на отказы связанные с подшипниками, 35 % приходится на отказы связанные с обмоткой статора, порядка 10 % на отказы связанные с короткозамкнутой обмоткой ротора и 12 % на другие виды неисправностей.

Современные системы мониторинга и диагностики машин и энергетического оборудования строятся на базе неразрушающих методов контроля и диагностирования. Используемые в них методы диагностирования можно разделить на две основные группы. К первой относятся методы тестовой диагностики, требующие формирования искусственных возмущений, воздействующих на объект диагностики. По степени искаже-

ния возмущений судят о состоянии объекта. Возмущения имеют известные характеристики, и предметом изучения являются только те искажения, которые возникают при их передаче через объект. Подобные методы строятся на базе достаточно простых информационных технологий и широко используются для диагностирования различных узлов на этапе их изготовления, а также машин и оборудования в неработающем состоянии.

Вторая группа включает в себя методы функциональной (рабочей) диагностики, используемые, в первую очередь, для машин, являющихся источником естественных возмущений в процессе их работы. Эти методы ориентированы прежде всего на анализ процессов формирования возмущений, а не их искажений во время распространения. Более того, искажения обычно усложняют анализ измеряемых сигналов и, как следствие, используемую информационную технологию. Лишь для ограниченного круга задач функциональной диагностики используется информация, получаемая в результате анализа искажений естественных возмущений при прохождении их через диагностируемый объект.

Ниже рассмотрим основные методы функциональной диагностики, которые используются как в нашей стране, так и за рубежом.

Вибрационный способ оценки технического состояния электродвигателя, при котором регистрируют и анализируют сигнал, по рождаемый вибрацией электродвигателя. По полученным данным анализируют форму и амплитуду полученного сигнала и, сравнивая со значениями предыдущих измерений, оценивают возможность дальнейшей эксплуатации агрегата.

Недостаток: невозможность дистанционной работы.

Спектральный анализ тока статора основан на выполнении мониторинга потребляемого тока с последующим выполнением специального спектрального анализа полученного сигнала, что позволяет с высокой степенью достоверности определять состояние различных элементов двигателя. Физический принцип, положенный в основу этого метода, заключается в том, что любые возмущения в работе электрической и/или механической части электродвигателя и связанного с ним устройства приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины и, следовательно, к слабой модуляции потребляемого электродвигателем тока. Соответственно наличие в спектре тока двигателя характерных (и несовпадающих) частот определенной величины свидетельствует о наличии поврежденной электрической и/или механической части электродвигателя и связанного с ним механического устройства (см. рис 1). Следует отметить, что проведение мониторинга тока электродвигателя, в отличие от вибродиагностики, может быть выполнено как непосредственно на клеммной коробке электродвигателя (без какого-либо нарушения режима его работы), так и в электрошите питания (управления) [2].

Недостаток – сложность оценки результатов, поскольку любая амплитудномодулируемая частота f учитывается в спектре дважды, по обе стороны питающего напряжения f_b , т.е. в виде $|f_1 - f|$ и в виде $|f_1 + f|$.

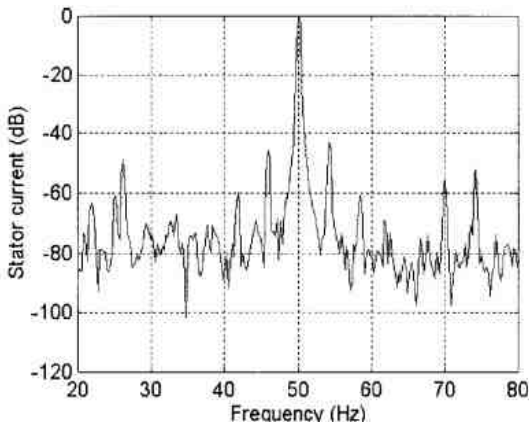


Рис. 1. Спектр тока статора двигателя с оборванными стержнями в обмотке ротора

Метод анализа комплексного вектора Парка, принципиально основанный на методе спектр-токового анализа, применяется для исключения наложения частот от различных повреждений и, как следствие, искажения картины реального состояния агрегата.

Для определения составляющих вектора Парка требуется измерение тока статора со всех трех фаз двигателя. Составляющие вектора Парка вычисляются следующим образом:

$$i_d = \sqrt{\frac{2}{3}}i_A - \sqrt{\frac{1}{6}}i_B - \sqrt{\frac{1}{6}}i_C,$$

$$i_q = \sqrt{\frac{1}{2}}i_b - \sqrt{\frac{1}{2}}i_c,$$

где i_A , i_B , i_C – токи в фазах А, В, и С статора.

В условиях, когда исправный двигатель питается синусоидальным напряжением, то на комплексной плоскости с осями $d-q$ составляющие вектора Парка формируют круг с постоянным радиусом (см. рис. 2, а). Например, в случае замыкания в обмотке статора возникает дисбаланс токов статора. Такой дисбаланс вызывает колебание вектора Парка (см. рис. 2, б).

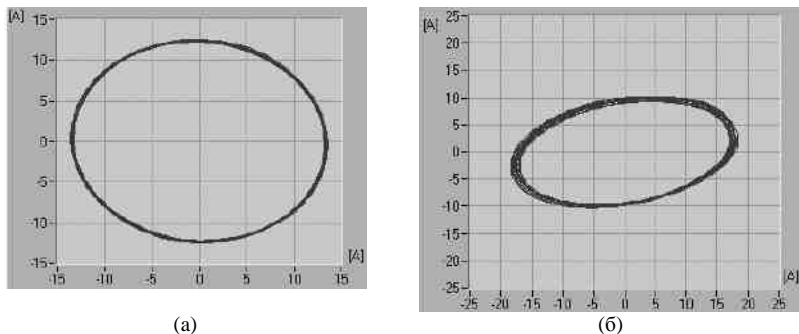


Рис. 2. Годограф вектора Парка: а – исправный двигатель; б – замыкание в обмотке статора

На практике применяется спектральный анализ модуля вектора Парка. Модуль вектора Парка определяется по следующему выражению

$$|PI| = \sqrt{i_d^2 + i_q^2}.$$

На рис. 3 показан пример спектра вектора Парка с замыканиями в обмотке статора.



Рис. 3. Спектр вектора Парка с замыканиями в обмотке статора

Заключение

Если рассматривать вышеперечисленные методы функциональной диагностики с точки зрения практического применения в нашей стране, то, пожалуй, наилучшим выбором пока остается вибродиагностика. Этот вывод обусловлен несколькими факторами:

- наличие отечественных разработок мирового уровня;
- наличие стандартов;

- большое количество литературы.

В случае других методов функциональной диагностики, все вышеперечисленные факторы отсутствуют.

Библиографический список

1. **Condition Monitoring of Rotating Electrical Machines** / P. Tavner и др. – The Institution of Engineering and Technology, 2008.

2. **Петухов В.С., Соколов В.А.** Диагностика состояния электродвигателей. Метод спектрального анализа потребляемого тока // Новости электротехники. – 2005. – № 1 (31). – С. 50–52.

3. **Петухов В.С.** Спектральный анализ модулей векторов Парка тока и напряжения // Новости электротехники. – 2008. – № 1 (49). – С. 50 – 52.

*М.В. Вахрин, Д.А. Свирелин, студенты;
рук. А.В. Рассказчиков, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ЭЛЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электротехническое оборудование с элегазовой изоляцией выполняется с различными конструктивными вариантами. Из них можно выделить следующие варианты:

- аппараты с элегазовой изоляцией;
- комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ);
- компактное распределительное устройство;
- комплектное распределительное устройство открытого исполнения;
- распределительное устройство с использованием выключателя-заземлителя.

Аппараты с элегазовой изоляцией устанавливаются в традиционных открытых и закрытых распределительных устройствах. Такие распределительные устройства наиболее наглядны, высокая оперативная гибкость и ремонтнопригодность, невысокая стоимость. К недостаткам следует отнести большую занимаемую площадь (рис. 1). На всех рисунках представлено распределительное устройство 110 кВ по схеме одиночная секционированная система шин.

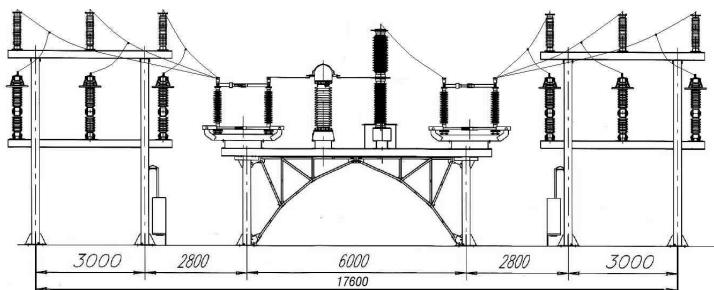


Рис. 1. ОРУ 110 кВ

В КРУЭ все оборудование выполняется с элегазовой изоляцией, поэтому они занимают наименьшую площадь и имеют наибольшую надежность. К недостатку следует отнести высокую стоимость КРУЭ (рис. 2).

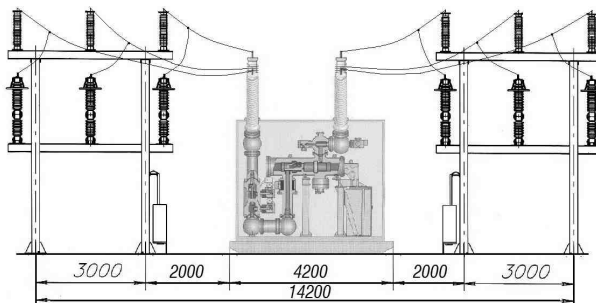


Рис. 2. КРУЭ

В компактном распределительном устройстве все аппараты одной фазы размещаются в одном корпусе, а токоведущие части располагаются отдельно. В отличие от КРУЭ не выполняются перегородки между аппаратами, расположенными в одном корпусе. Такие распределительные устройства занимают несколько большую площадь, чем КРУЭ, но значительно дешевле. Для ремонта оборудования требуется отключить данное присоединение и секцию шин (рис. 3).

В комплектном распределительном устройстве открытого исполнения оборудовании применяются втычные контакты, выполняющие функции разъединителей. Это значительно уменьшает площадь распределительного устройства. Недостатком является возможность применять только схему с одной секционированной системой шин для распределительного устройства (рис. 4).

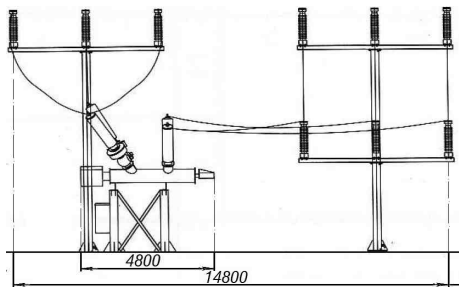


Рис. 3. Компактное РУ

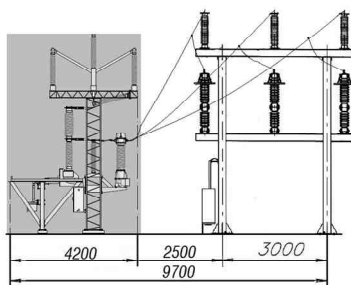


Рис. 4. Элегазовый выключатель на выкатной тележке

Наиболее дешевая конструкция распределительного устройства с использованием выключателя-заземлителя, так как отсутствуют разъединители. В зарубежной литературе его неправильно называют выключатель-разъединитель, хотя используется традиционный выключатель с одним заземлителем (рис. 5).

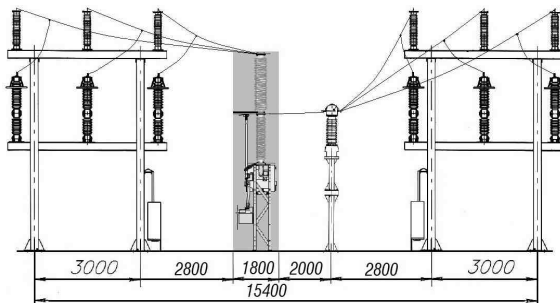


Рис. 5. Выключатель-заземлитель

В настоящее время существуют различные пути для уменьшения габаритных размеров ячеек: установка, вместо элегазового, вакуумного выключателя, установка оптических трансформаторов тока, выполнение некоторых частей с литой изоляцией.

Библиографический список

1. **Правила** устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2000.
2. **ГОСТ 12.1.038-2001.** Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжения прикосновений. – М.: Изд-во стандартов, 2001.
3. **Электрическая** часть станций и подстанций: учеб. для вузов / А.А. Васильев и др.; под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоиздат, 1990.
4. **Руководящие** указания по проектированию заземляющих устройств электрических станции и подстанций 3 – 750 кВ переменного тока. – М.: Энергосетьпроект, 1987.
5. **Каталог** оборудования 2004 – 2005 / ЗАО ПФ «КТП-Урал». – М., 2005.
6. **PASS.** – Вып. В. – М.: ООО «АББ», 2011.
7. **Ячейка 110 кВ** в исполнении «Контейнер». – СПб.: ОАО «Энергомеханический завод», 2010.

*Е.Д. Гуревич;
рук. В.М. Лапшин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРОБЛЕМЫ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА АЭС-2006 ПРИ РАЗВИТИИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Россия располагает значительными запасами энергетических ресурсов и мощным топливно-энергетическим комплексом, который является базой развития экономики, инструментом проведения внутренней и внешней политики.

Стратегическими целями развития электроэнергетики являются:

- надежное энергоснабжение экономики и населения страны электроэнергией;
- сохранение целостности и развитие единой энергетической системы страны, ее интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.

С учетом прогнозируемых объемов спроса на электроэнергию при оптимистическом и благоприятном вариантах развития суммарное производство электроэнергии может возрасти до 1365 млрд кВт·ч к 2020 году. Для обеспечения прогнозируемых уровней электропотребления при оптимистическом и благоприятном вариантах необходимо развитие генерирующих мощностей на электростанциях России (с учетом замены и модернизации) до 2020 года, по оценкам, не менее 177 млн кВт, в том числе, на атомных электростанциях – 23 млн кВт.

Развитие электроэнергетики в указанный период будет исходить из следующих экономических обоснованных приоритетов территориального размещения генерирующих мощностей: в европейской части России – техническое перевооружение тепловых электростанций на газе с замещением паросиловых турбин на парогазовые и максимальное развитие атомных электростанций.

В России эксплуатируются 30 ядерных энергоблоков на десяти атомных электростанциях с общей установленной мощностью 22,2 ГВт. В их числе 14 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР, 11 энергоблоков с реакторами типа РБМК, 4 энергоблока с реакторами типа ЭГП с канальными водографитовыми реакторами и 1 энергоблок на быстрых нейтронах – БН-600.

Доля атомной энергетики в настоящее время составляет 3,5 % потребления всех топливно-энергетических ресурсов, 11 % установленной мощности и 16 % производства электроэнергии России (21 % в европейской части страны).

Основные направления развития атомной энергетики определены одобренной Правительством Российской Федерации стратегией развития атомной энергетики России в первой половине XXI века.

К 2020 году уже 57 % мощностей действующих тепловых электростанций отработают свой ресурс. К этому периоду с учетом работ по техническому перевооружению предполагается вывести из эксплуатации устаревшее оборудование на 51,7 млн кВт установленной в настоящее время мощности, в том числе на атомных электростанциях – 4 млн кВт.

В отечественной атомной энергетике накоплен многолетний опыт создания АЭС с реакторами разного типа, в том числе и ВВЭР. Результаты разработки этих проектов обеспечивают эволюционную преемственность решений для создания и реализации проекта современного блока ВВЭР-1200.

Вопрос реализации проекта реактора нового поколения приобрел особую актуальность в связи с тем, что Энергетическая стратегия России до 2020 года определила необходимость «совершенствования структуры производства электроэнергии за счет опережающего роста ее выработки на атомных электростанциях по сравнению с тепловыми».

Базовый проект АЭС-2006 разрабатывался как самостоятельный, завершенный проектный продукт в виде унифицированного (типового)

комплекта проектно-сметной документации и обосновывающих материалов, достаточных для получения сертификата (одобрения) на право его многократного применения при создании серии аналогичных проектов строительства атомных станций, как в России, так и за рубежом. Проект АЭС-2006 разработан таким образом, чтобы его применение в индивидуальных проектах различных АЭС не требовало изменений основных концептуальных, конструктивных и компоновочных решений, а также дополнительных анализов безопасности и других обосновывающих документов, представляемых в государственные надзорные органы для получения лицензий на строительство. Очевидно, что первыми блоками по проекту АЭС-2006 будут блоки Ленинградской АЭС-2, строительство которой возобновилось осенью 2011 года после остановки работ из-за разрушения бетонных конструкций.

Следует отметить, что при проектировании и реализации блоков ВВЭР-1200 в рамках проекта АЭС-2006 предусмотрена ориентация на промышленную базу России при создании основного оборудования.

Реакторная установка (В-491) включает в себя реактор и четыре циркуляционных петли, в состав каждой из которых входят циркуляционные трубопроводы, главные циркуляционные насосы и горизонтальные парогенераторы. Номинальное давление теплоносителя первого контура на выходе из активной зоны 16,2 МПа, температура горячего теплоносителя (на выходе из реактора) 329,7 °С, давление острого пара 7,0 МПа.

В настоящее время на филиале ОАО «Силовые машины» «Ленинградский металлический завод» начато изготовление головных образцов турбины типа К-1200-6,8/50 для блоков Ленинградской АЭС-2 (ЛАЭС-2) с реактором ВВЭР-1200. Турбина К-1200-6,8/50 является быстроходной (3000 об/мин) с конструктивной схемой 2ЦНД + ЦВД + 2ЦНД.

Новый тип турбины, особенности связанной с конструкцией тепловой схемы, возрастание на 20 % тепловой и электрической мощности реактора привели к некоторому возрастанию расхода на собственные нужды по сравнению с базовым блоком с реактором ВВЭР-1000.

Предполагается использование находящегося в процессе изготовления синхронного генератора типа ТЗВ-1200-2У3 с активной мощностью не менее 1195 МВт. Указанный генератор имеет обмотку статора, состоящую из двух петель, схему соединений – две «звезды» со сдвигом в 30 электрических градусов.

В такой ситуации в качестве блочного повышающего трансформатора на сегодняшний день может быть использована исключительно группа из трех однофазных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения, например, 3хОРДЦ – 533000 кВА. Следует учесть, что схемы соединения ветвей расщепленной обмотки будут разными:

«треугольник» и «звезда», для компенсации фазового сдвига, связанного с конструкцией синхронного генератора.

Увеличение расхода на собственные нужды приводит к необходимости использовать в качестве трансформаторов собственных нужд два трансформатора мощностью 80 МВА, подключенных к ветвям синхронного генератора и имеющих расщепленные обмотки низшего напряжения. Легко определить, что при использовании напряжения 6 кВ для питания мощных электродвигателей системы собственных нужд, периодическая составляющая тока короткого замыкания за ТСН даже без учета подпитки места КЗ группой электродвигателей составит величину, близкую к 30 кА.

Очевидно, что в таких условиях возникают серьезные проблемы и с отключающей способностью коммутационных аппаратов, и с термической стойкостью токоведущих частей, прежде всего, у кабельных линий, питающих агрегаты собственных нужд. Напрашивается единственное рациональное решение указанной проблемы – переход на напряжение 10 кВ вместо традиционных 6 кВ на первой ступени системы собственных нужд нового атомного блока.

Анализ современного рынка асинхронных электродвигателей 10 кВ, пригодных для использования в системе собственных нужд электрических станций, показывает, что отечественные производители еще далеки от выпуска полной номенклатуры АД, которые могут с успехом заменить двигатели напряжением 6 кВ.

Библиографический список

1. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года. Распоряжение Правительства РФ от 28 августа 2003 года № 1234-р.
2. **Генеральная** схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. Распоряжение Правительства РФ от 22 февраля 2007 года № 215-р.
3. www.spbaer.ru.

*Д.С. Линеv, А.В. Третьяков, студенты;
рук. О.Н. Калачева, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ УВЛАЖНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ НА ГЕНЕРАТОРАХ ТИПА ТЗВ

В последние годы была освоена в производстве серия мощных турбогенераторов с полным водяным охлаждением обмоток статора,

ротора и активной стали сердечника статора типа ТЗВ (три воды). Диапазон их мощностей составляет от 63 до 1200 МВт. Много говорится об их повышенной надежности и уникальной системе охлаждения с применением плоских силуминовых охладителей в виде сегментов с залитыми в них змеевиками из нержавеющей стальной трубки, устанавливаемых между пакетами для охлаждения активной стали сердечника статора. Но как раз эта их особенность стала слабым звеном в конструкции турбогенератора и приносит много проблем в процессе эксплуатации.

Опыт эксплуатации мощных турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора показал, что увлажнение изоляции в месте контакта в пазу стержней, принадлежащих разным фазам, приводит к междофазным коротким замыканиям, следствием которых является необходимость частичной или полной перемотки обмотки. Выявление увлажнения изоляции в межфазных зонах является особенно важным для генераторов, работающих в воздушной среде, имеющей давление, существенно меньшее, чем в гидравлической системе. Увлажнение изоляции может быть как поверхностным явлением – следствием конденсации при резком повышении относительной влажности воздуха в корпусе статора, так и внутренним – из-за протечек в соединениях элементов обмотки (стержень – стержень, стержень – соединительная шина). В работе рассматривается способ своевременного обнаружения второго вида увлажнения, наиболее опасного и трудно выявляемого.

В последние годы после ряда тяжелых междофазных коротких замыканий в генераторах 800 – 1000 МВт была разработана и внедрена в качестве штатной системы генератора система контроля увлажнения изоляции (СКУИ) межфазных зон [1, 2].

Основным устройством измерительного блока СКУИ является программируемый контроллер, состоящий из центрального процессора, модулей питания, аналоговых и дискретных входов. Через АЦП к контроллеру подключены два блока системы сбора данных от 6 датчиков каждого из генераторов. Уровни предупредительной и аварийной сигнализации определяются на основании данных, полученных при проведении пусконаладочных работ по вводу в эксплуатацию СКУИ.

Предупредительная сигнализация активируется при превышении в одном из 6 датчиков величины уставки постоянного тока, выявляющего постепенное увлажнение, равной десятикратному уровню помех и определяет место повреждения. Аварийная сигнализация активируется при резком повышении уровня сигнала переменного тока, собираемого в общий канал, указывает на необходимость принятия экстренных мер

по определению причины увеличения уровня сигнала, в перспективе возможно выполнение защиты по аварийной уставке действующей на отключение генератора от сети.

Основными элементами СКУИ являются:

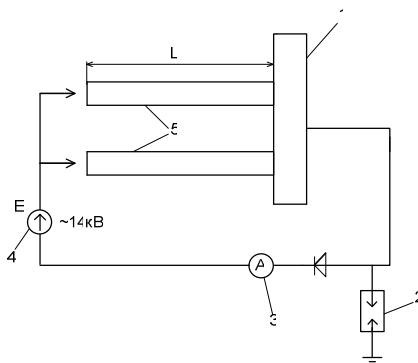
- датчик в виде пластины или оболочки из полупроводящего материала, введенный между изолированными соприкасающимися стержнями (головками) или покрывающий изоляцию соединения стержня с выводом, соответственно;
- заполняющая пространство между изоляцией соприкасающихся стержней и датчиком и вокруг датчика специальная паста, усиливающая эффект неравновесной проводимости;
- соединитель – полупроводящая лента, подключающая датчик к измерительному устройству;
- измерительное устройство, выполняющее следующие задачи: выделение постоянной составляющей в токе через контролируемый промежуток; регистрация аварийного состояния – пробоя на датчик, передача информации на пульт управления блоком; связь с «землей» – корпусом генератора.

В связи с тем, что генератор является ответственным объектом электроэнергетики, внедрение в него системы СКУИ может понизить его надежность. Поэтому для проверки работоспособности системы проводился опыт с использованием модели.

Важнейшей особенностью устройства СКУИ является возможность выявления повреждения – увлажнения изоляции задолго до ее физического пробоя, что позволяет устранить повреждение в плановом порядке. Это свойство основано на экспериментально установленном эффекте неравновесной проводимости, создающем при увлажнении изоляции постоянную составляющую в токе, возникающем в объекте под действием переменного напряжения. Для иллюстрации эффекта неравновесной проводимости и оценки величины постоянной составляющей тока выполнены измерения при увлажнении поверхности различных материалов.

Схема опыта показана на рисунке. Образцы в виде пластин длиной 80 мм, изготовленных из материалов, используемых в конструкции генератора (стеклотекстолит, корпусная изоляция), подключались к источнику переменного напряжения.

Величина переменного напряжения выбиралась равной фазному напряжению генератора, равному 14 кВ, действующему между соприкасающимися проводниками и датчиком в индикаторе мест заземления турбогенератора с номинальным напряжением 24 кВ.



Установка для измерения токов утечки по поверхности изоляционных материалов при приложенном переменном напряжении: 1 – струбцина; 2 – разрядник; 3 – микроамперметр; 4 – источник переменного напряжения; 5 – образцы

В таблице приведены результаты измерений тока через образцы при их сухом состоянии и при увлажнении на 50 и 90 % длины. Отсчет тока производился через 15 с, 1 и 5 минут. Представленные в таблице данные показывают, что составляющая постоянного тока достигает десятков микроампер. При выдержке под напряжением ток уменьшается по мере сушки поверхности образца, но в начальной стадии увлажнение четко фиксируется. Проверка на модели конструкции междуфазной изоляции соприкасающихся стержней (головок) подтвердила появление постоянной составляющей в токе через изоляционный промежуток при протечке в одном из соединений. Таким образом, измеряемый ток может являться диагностическим параметром, характеризующим степень увлажнения изоляции.

Результаты измерений постоянного тока по схеме на рисунке

Длительность выдержки напряжения 14 кВ, с	Ток, мкА	
	Стеклотекстолит	Корпусная изоляция
До увлажнения		
15	±0,02	±0,02
60	±0,02	±0,02
300	±0,02	±0,02
Увлажнение на длине 0,5L		
15	±0,03	±0,04
60	±0,03	±0,02
300	±0,03	±0,02
Увлажнение на длине 0,9L		
15	-0,80	+30,0
60	±0,03	+20,0
300	±0,02	+8,0

Библиографический список

1. Авторское свидетельство № 1823078. Статор многофазной электрической машины. – СССР, 1992.
2. Амбросович В.Д., Бережанский В.В. Выявление увлажнения изоляции обмоток гидрогенераторов с водяным охлаждением // Электрические станции. – 1973. – № 9.

*А.Ю. Ильичев, студ., Е.М. Новоселов, асп.;
рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ СКОЛЬЖЕНИЯ
ПО ГАРМОНИКАМ ВНЕШНЕГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ**

Асинхронный электродвигатель является единой взаимосвязанной электромеханической системой. Появление различных неисправностей в механической части двигателя неизбежно приводит к изменениям магнитного поля в воздушном зазоре, что выражается либо в изменении амплитуд существующих спектральных составляющих, либо в появлении новых гармоник в спектре поля. Наиболее современные и перспективные методы контроля и диагностики асинхронных двигателей основаны на выявлении этих изменений путем спектрального анализа вибрации, тока статора или магнитных полей машины.

Частотные составляющие спектра связанные с теми или иными повреждениями по большей части известны. Эти гармоники зависят от ряда постоянных и переменных составляющих. К постоянным составляющим относятся паспортные данные двигателя или отдельных его узлов, например подшипников. Значения этих параметров обычно известны. К переменным составляющим относятся, по большому счету, всего два параметра – это частота сети и скольжение, точные значения которых обычно заранее не известны. Поэтому, для практической реализации методов спектрального анализа необходимо определение точных значений частоты сети и скольжения. Определение частоты сети является простой задачей. Она равна частоте гармоники с максимальной амплитудой.

Из [1, 2] известен ряд источников гармоник, несущих информацию о скольжении. В качестве основных источников можно выделить зубчато-пазовую структуру ротора, эксцентриситет воздушного зазора, несимметрию токов в обмотке ротора и т.д.

Для реализации способа определения скольжения были выбраны гармоники вызванные зубчатостью ротора. По сравнению с другими источниками, зубцовые гармоники ротора (ЗГР) имеют ряд преимуществ.

1. Зубцовые гармоники всегда присутствуют магнитном поле воздушного зазора.

2. Зубцовые гармоники являются одними из наиболее мощных, что обеспечивает относительную простоту их определения.

Зубцовые гармоники ротора можно определить по следующему выражению:

$$f_{ЗГР}^{(k\pm)} = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot (1-s) \pm k \cdot f_c, \quad (1)$$

где f_c – частота сети; s – скольжение; p – число пар полюсов; Z_p – число стержней обмотки ротора.

Для проведения экспериментальных исследований был разработан стенд. Объектом исследований является трехфазный асинхронный электродвигатель ЗВР71-2 с номинальной мощностью $P_{НОМ} = 250$ Вт, параметры которого приведены в табл. 1. В целях создания ступенчатого регулирования нагрузки на валу ротора, к двигателю подсоединен генератор постоянного тока, к которому подключены 3 лампы накаливания. В качестве источника диагностического сигнала было решено использовать внешнее магнитное поле двигателя. Для измерения внешнего магнитного поля двигателя используется электромагнитный датчик, который представляет из себя П-образный разомкнутый магнитопровод с обмоткой. Такая конструкция датчика была выбрана из соображений повышения чувствительности и защиты от внешних магнитных полей. Для измерения текущего скольжения электродвигателя использован оптический тахометр (см. табл. 2). Сигнал с датчика поступает в компьютер, через специальную плату ввода/вывода аналоговых и цифровых сигналов. с возможностью их цифровой обработки в реальном времени. Принципиальная схема экспериментального стенда представлена на рис. 1.

Таблица 1. Характеристики исследуемого двигателя ЗВР71-2

Мощность, Вт	Номинальная частота вращения, об/мин	Число пар полюсов	Число стержней
250	2880	1	19

Таблица 2. Значения частот зубцовых гармоник, рассчитанные по данным, полученным с оптического тахометра

Нагрузка	Частота вращения, об/мин	Скольжение	Частоты ЗГР, Гц	
$XХ$	2983	0,00572	894,614	994,619
$0,5P_{НОМ}$	2938	0,021	880,364	980,369
$1P_{НОМ}$	2897	0,034	867,381	967,386
$1,5P_{НОМ}$	2848	0,051	851,864	951,869

В качестве метода исследования был выбран спектральный анализ ЭДС, наводимой в датчике внешнего магнитного поля. Обработка и анализ данных осуществлялись в программном пакете MATLAB.

Были проведены измерения магнитного поля в воздушном зазоре и магнитного поля за пределами корпуса электродвигателя в продолжительном нормальном режиме работы. Все измерения проводились при следующих нагрузках на валу ротора: XX , $0,5P_{НОМ}$, $P_{НОМ}$, $1,5P_{НОМ}$.

На рис. 2 показаны зубцовые гармоники ротора в спектре внешнего магнитного поля двигателя при различной нагрузке на валу ротора. Как можно заметить значения частот зубцовых гармоник, полученные расчетным путем в точности соответствуют значениям частот, полученных из экспериментальных данных. Этот факт позволяет сделать вывод, что данные гармоники пригодны для определения скольжения.

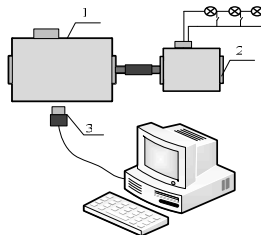


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментального стенда: 1 – асинхронный двигатель; 2 – генератор постоянного тока с подключенными к нему лампами накаливания; 3 – датчик внешнего магнитного поля

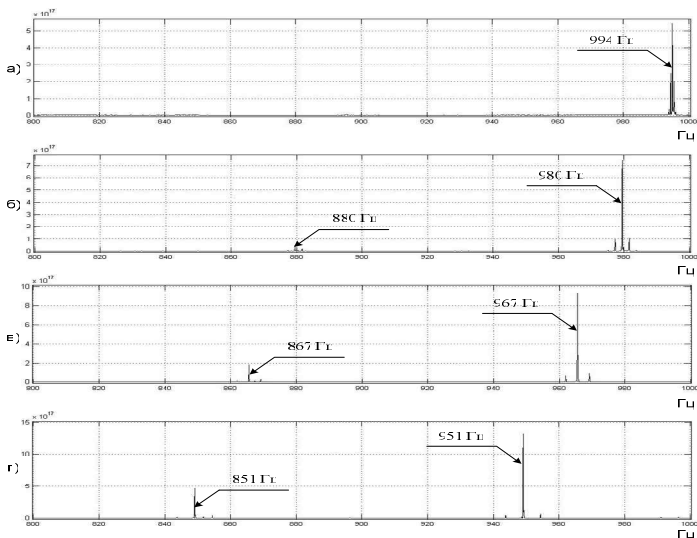


Рис. 2. Зубцовые гармоники ротора в спектре внешнего магнитного поля двигателя: а – в режиме холостого хода; б – нагрузка на валу $0,5P_{ном}$; в – нагрузка на валу $P_{ном}$; г – нагрузка на валу $1,5P_{ном}$

На основании полученных экспериментальных данных был разработан метод определения скольжения на основе анализа гармоник внешнего магнитного поля.

Основные положения метода.

1) Контроль производится по значениям двух частот ЗГР первого порядка.

2) Значения указанных частот определяются по соответствующим им максимумам спектральной плотности мощности сигнала, снимаемого с датчика.

3) Верхняя ($f_{в.зр.}^{(1-)}, f_{в.зр.}^{(1+)}$) и нижняя ($f_{н.зр.}^{(1-)}, f_{н.зр.}^{(1+)}$) границы изменения частот ЗГР первого порядка могут быть определены по следующим формулам:

$$f_{в.зр.}^{(1-)}(s_{xx} \approx 0) = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot (1 - s_{xx}) - f_c; \quad (2)$$

$$f_{н.зр.}^{(1-)}(s_{макс}) = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot (1 - s_{макс}) - f_c; \quad (3)$$

$$f_{в.зр.}^{(1+)}(s_{xx} \approx 0) = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot (1 - s_{xx}) + f_c; \quad (4)$$

$$f_{н.зр.}^{(1+)}(s_{макс}) = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot (1 - s_{макс}) + f_c; \quad (5)$$

где $s_{макс}$ – максимальное значение скольжения, которое с учетом перегрузки и допустимого отклонения скольжения от номинального при номинальной нагрузке машины составляет примерно:

$$s_{макс} = 1,4 \cdot s_{ном}. \quad (6)$$

Длины каждого из рассматриваемых диапазонов изменения частот равны друг другу и определяются по формуле:

$$\Delta f_{диап} = f_{в.зр.}^{(1-)}(s_{xx} \approx 0) - f_{н.зр.}^{(1-)}(s_{макс} = 1,4 \cdot s_{ном}). \quad (7)$$

Зависимость параметра $\Delta f_{диап}$ от параметров электродвигателя выглядит следующим образом:

$$\Delta f_{диап} = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot 1,4 \cdot s_{ном}. \quad (8)$$

Разработанный метод определения скольжения может также использоваться для определения скольжения по току статора или магнитному полю в воздушном зазоре двигателя.

Библиографический список

1. Геллер Б., Гамата В. Высшие гармоники в асинхронных машинах. – М.: Энергия, 1981.
2. **Condition** Monitoring of Rotating Electrical Machines / P. Tavner, ets. – The Institution of Engineering and Technology, 2008.

А.С. Страхов, студ.;
рук. О.Н. Калачева, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ СЕТИ 6 (10) КВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СПОСОБА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ НА РАБОТУ СЕТИ В РЕЖИМАХ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Разработка лабораторной работы по изучению студентами режимов замыкания на землю в сетях 6 (10) кВ, работающих с незаземленной и компенсированной через дугогасящий реактор (ДР) нейтралью, важна для понимания ими этих важных эксплуатационных вопросов. Большое многообразие эксплуатационных режимов можно реализовать и исследовать только с помощью компьютерной модели [1]. Разнообразить задания студентам позволит набор вариантов реальной электрической сети 6 (10) кВ, причем каждому студенту потребуется провести ряд вычислительных экспериментов на модели, настроенной в соответствии со своим вариантом.

Студентам будет предложена схема реальной подстанции (ПС), работающей на стороне НН в режиме с изолированной (компенсированной) нейтралью (рис. 1). На данной схеме показаны трансформаторы Т1 и Т2 с напряжением на высшей стороне 110 (220) кВ, на низшей – 6 (10) кВ. На стороне НН трансформаторы присоединяются к двум секциям системы сборных шин. От каждой секции отходят N линий длиной L , км.

В вариантах, задаваемых для самостоятельного выполнения, варьируется номинальное напряжение на сторонах высшего ($U_{вн}$) и низшего напряжений ($U_{нн}$) подстанции, количество отходящих линий (N) и их длина (L). Конкретные цифры для каждого варианта указываются в табл. 1.

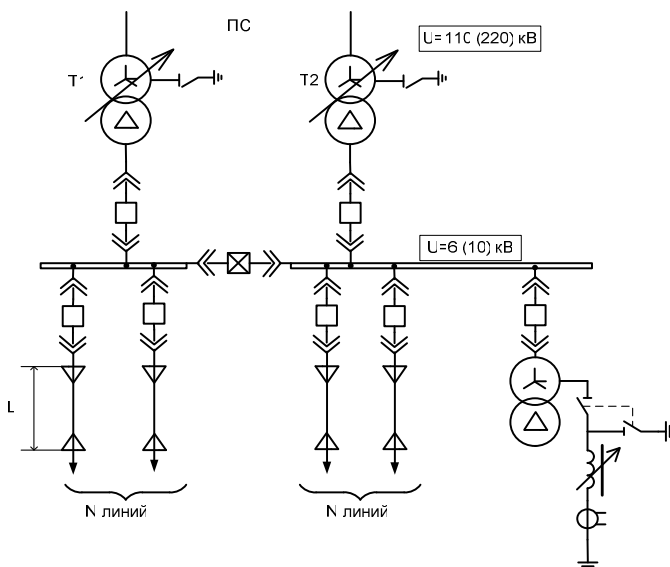


Рис. 1. Структурная схема ПС

Данные табл. 1 позволяют настроить параметры модели сети низшего напряжения подстанции по рис. 2, реализованной в программе Electronics Workbench.

Таблица 1. Исходные данные по вариантам

Вариант	Напряжение сети $U_{шт}$, кВ	Тип источника (трансформатора)	Сечение линии, мм ²	Количество линий N	Длина линии L , км
1	10	ТДН-16000/110	70	8	0,3
2	6	ТДН-10000/110	50	10	0,2
3	10	ТРДН-25000/110	50	13	0,4
4	6	ТМН-6300/110	50	10	0,15
5	10	ТРДЦН-63000/220	240	12	0,5
6	6	ТРДН-40000/220	185	14	0,5
7	10	ТРДН-40000/110	150	10	0,45
8	6	ТРДН-25000/110	120	14	0,4
9	10	ТРДЦН-63000/110	150	20	0,5
10	6	ТДН-16000/110	95	12	0,3

На модели видны ЭДС E_1, E_2, E_3 и сопротивления $R_1, R_2, R_3, L_1, L_2, L_3$, которые характеризуют ЭДС, активные сопротивления и индуктивности трансформатора. Сопротивления и индуктивности R_4, R_5, L_4, L_5 характеризуют сопротивление нагрузки. Амперметры A_A, A_B, A_C показывают

действующие значения токов нагрузки, а амперметры A_1 , A_2 и A_3 – емкостных токов утечки через изоляцию. Вольтметры V_A , V_B , V_C показывают фазное напряжение, а вольтметры V_1 , V_2 , V_3 – линейное напряжение на нагрузке. Ключи K_4 , K_5 , K_6 служат для моделирования неполнофазного режима.

Для изменения режимов работы нейтрали предназначены ключи K_1 , K_2 , K_3 , K_8 . Ключ K_7 предназначен для моделирования короткого замыкания на фазе С: при включенном K_9 моделируется чисто металлическое замыкание на землю, при отключенном – замыкание через активное сопротивление R_7 , величину которого можно варьировать. Амперметр A_4 показывает ток замыкания на землю, амперметр A_L – индуктивную составляющую, а амперметр A_C – емкостную составляющую этого тока.

Для настройки модели необходимо рассчитать параметры модели, в том числе – сопротивление нагрузки.

Сопротивление нагрузки для модели оценивается по мощности нагрузки, которая, в свою очередь, определяется мощностью заданного по варианту силового трансформатора.

Необходимо рассчитать также:

- параметры трансформатора Rm и Lm ;
- емкость фазы линии на землю C ;
- ЭДС трансформатора E на фазу;
- значения индуктивностей, моделирующих дугогасящий реактор в нейтрали $L7$, $L8$, $L9$.

Ниже приводится пример расчета параметров для настройки модели по приведенному в табл. 2 варианту задания.

Таблица 2. Вариант сети НН ПС

Напряжение сети $U_{шт}$, кВ	Тип источника (трансформатора)	Сечение линии, мм ²	Количество линий N	Длина линии L , км
10	ТДН-16000/110	70	8	0,3

1. *Определение параметров трансформатора.* Из табл. 5.13 [3] выписываем значения R_T и X_T для трансформатора ТДН-16000/110: $R_T = 4,38$ Ом; $X_T = 86,7$ Ом. Приведем значения этих величин к обмотке НН:

$$R_T = \frac{R_{ТВ} \cdot U_{НН}^2}{U_{ВН}^2} = \frac{4,38 \cdot 10^2}{110^2} = 0,0362 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{X_{ТВ} \cdot U_{НН}^2}{U_{ВН}^2} = \frac{86,7 \cdot 10^2}{110^2} = 0,7165 \text{ Ом}.$$

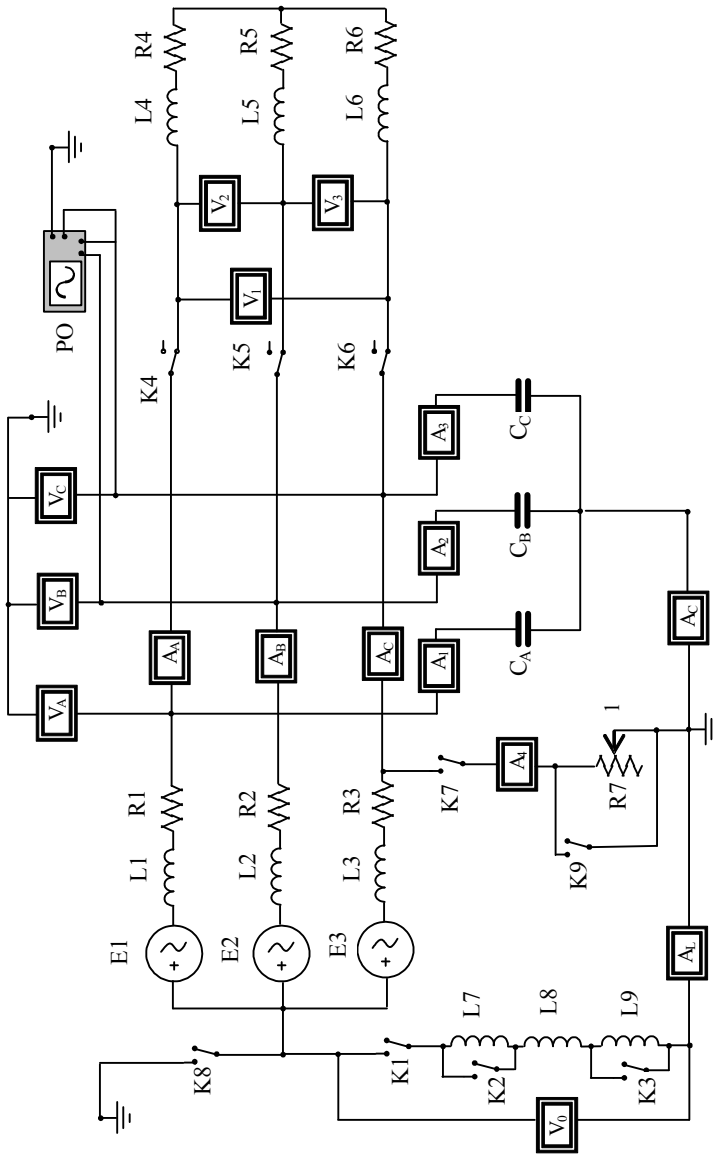


Рис. 2. Модель электрической сети для изучения режимов нейтрали

Зная X_T , определим L_T

$$L_T = \frac{X_T}{\omega} = \frac{0,7165}{314} = 0,00228 \text{ Гн} = 2,28 \text{ мГн, где } \omega = 314 \text{ рад/с.}$$

2. *Нахождение поперечной емкости C.* Из табл. 7.28 [2] для кабельной линии берем значение зарядной мощности на 1 км длины $q_0 = 13,5 \cdot 10^3$ квар/км. Зная q_0 , определим C_0 :

$$C_0 = \frac{q_0}{U^2 \omega} = \frac{13,5 \cdot 10^3}{10^2 \cdot 10^6 \cdot 314} = 43 \cdot 10^{-8} \text{ Ф/км или } C_0 = 430 \text{ пФ/км.}$$

Чтобы определить полное значение поперечной емкости всей электрической связанной сети, требуется умножить полученное значение на длину линии и умножить на количество отходящих линий: $C = C_0 \cdot N \cdot L = 430 \cdot 8 \cdot 0,3 = 1032 \text{ пФ}$ или $1,032 \text{ мкФ}$.

3. *Нахождение индуктивностей реактора L_7, L_8, L_9 .* Индуктивности L_8, L_9 должны быть настроены в резонанс с емкостью сети C , то есть в сумме равны резонансной индуктивности L_p . Резонансная индуктивность определяется из условия резонанса $|X_L| = \left| \frac{X_C}{3} \right|$ или $\omega L = \frac{1}{3\omega C}$ и равна

$$L = \frac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot C} = \frac{1}{3 \cdot 314^2 \cdot 1,032 \cdot 10^{-6}} = 3,28 \text{ Гн.}$$

Разделив полученное значение на 2, получим значение параметров $L_7, L_8, L_9 = 1,64 \text{ Гн}$.

4. *Нахождение значений ЭДС генератора.* После ввода в модель найденных в пунктах 1, 2, 3 значений параметров настройку ЭДС трансформатора проще всего осуществить подбором такого значения амплитуды ЭДС, при котором вольтметры на нагрузке V_1, V_2 и V_3 (см. рис. 2) покажут номинальное линейное напряжение сети.

После настройки модели студенты должны будут исследовать режимы замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью и в сети с компенсированной нейтралью.

В режиме с изолированной нейтралью производятся опыты чисто металлического короткого замыкания и замыкания через переменное переходное сопротивление $R = 200, 300, 500, 1000 \text{ Ом}$. При этом анализируются величины токов замыкания на землю и напряжения на неповрежденных фазах и их зависимости от величины сопротивления в месте замыкания.

В режиме с компенсированной нейтралью анализируются величины токов I_L и I_C при резонансной настройке ДК и в режимах перекомпенсации (дополнительно включена L_7) и недокомпенсации (включена только L_8).

Библиографический список

1. **Калачева О.Н.** Исследование режимов нейтрали электрических сетей на компьютерной модели // Состояние и перспективы развития электротехнологии: мат-лы XVI междунар. науч.-техн. конф. – Т. 1. – Иваново, 2011. – С. 180 – 183.
2. **Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.** Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. – 4-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. **Справочник** по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: НЦ ЭНАС, 2005.

А.С. Кряжев, студ.;
рук. В.А. Савельев, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

**АНАЛИЗ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ
И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ**

Задача объективной оценки потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям является одной из важнейших в деятельности ЭСО, так как напрямую влияет на величину тарифа на электрическую энергию [3].

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям – потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии. Определяются расчетным путем [1].

Нормативы технологических потерь (расхода) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям – расчетные значения технологических потерь, определяемые в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ЭСО [1].

Нормативы потерь – расчетные значения потерь, определяемые как сумма нормативных технологических потерь электроэнергии и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период. Определяются в процентах к отпуску электроэнергии в сеть ЭСО [1].

Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Технические потери: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные погрешностью системы учета [1].

Условно-постоянные потери: холостой ход силовых трансформаторов, потери на корону ВЛ, потери в КУ, потери в системе учета, потери в РВ и ОПН, потери в изоляции кабелей, потери от токов утечки по изоляторам ВЛ, расход электроэнергии на СН ПС и плавку гололеда [1].

Нагрузочные потери. Методы расчета:

- оперативных расчетов;
- расчетных суток;
- средних нагрузок;
- числа наибольших потерь мощности;
- оценки потерь по обобщенной информации об электрической сети.

Недостатки методов и возможность их применения. Метод оперативных расчетов: метод применяется редко. Проблемой при использовании данного метода являются отсутствие достоверной информации о нагрузках электрической сети.

Метод расчетных суток: главными проблемами при использовании данного метода являются отсутствие суточных графиков нагрузок и коэффициента формы графика суточных нагрузок.

Метод средних нагрузок: наиболее распространенный метод расчета. Наличие показаний приборов учета у всех сетевых организаций – главное преимущество данного метода.

Метод числа часов наибольших потерь мощности: главными проблемами при использовании данного метода являются отсутствие коэффициента формы графика суточных нагрузок и корректность определения максимумов нагрузок.

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети: главной проблемой при использовании данного метода является ограничение по количеству ТП (100 шт.).

Потери, обусловленные погрешностью системы учета. Абсолютные потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии, зависят от класса точности и показаний приборов учета за расчетный период [3].

Программные комплексы для расчета потерь: РАП-95, РАП-ОС, РТП-3, Energy CS, ПРОГРЕСС++.

Мероприятия:

- организационные [2];
- технические [2];
- совершенствование системы учета электроэнергии [2].

Пример расчета потерь. В результате расчетов получили:

Условно-постоянные:

- потери XX в трансформаторах 169,360 тыс. кВт·ч/год;
- потери в БСК 11,58 тыс. кВт·ч/год;
- потери в измерительный ТТ 10,47 тыс. кВт·ч/год;

- потери в измерительный ТН 6,16 тыс. кВт·ч/год;
- потери в электрических счетчиках 1,76 тыс. кВт·ч/год;
- потери в изоляции КЛ 2,457 тыс. кВт·ч/год;
- расход на СН 0,547 тыс. кВт·ч/год.

Нагрузочные: была создана расчетная модель в программном комплексе EnergyCS. Использовался метод расчетных суток. В итоге нагрузочные потери составляют 161,277 тыс. кВт·ч/год.

Потери электрической энергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета составили: 76,205 тыс. кВт·ч/год.

Итого потери ЭЭ: 439,816 тыс. кВт·ч/год или 5,07 % от поступления ЭЭ в сеть.

Пример экономической эффективности применения мероприятий

Наименование по мероприятия по снижению потерь в сети	Экономический потенциал мероприятия за год, кВт·ч	Экономический потенциал мероприятия за год, руб.
Оптимизация мест размыкания линий с двусторонним питанием (после включения 121 фидера)	29 378	88134
Оптимизация мест размыкания линий с двусторонним питанием	28 535	85605
Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания	10 133	30399
Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя и более трансформаторами	72 572	217716
ИТОГО:	140 618	421854

Заключение

Работу по анализу потерь и реализации мероприятий по их снижению должен выполнять обученный персонал, имеющий необходимые сертификаты.

Работа должна выполняться постоянно и целенаправленно.

Баланс мощности и энергии необходимо сводить регулярно и чем меньше дискретность, тем лучше.

Особое внимание уделять новым техническим присоединениям, составлять балансы с учетом присоединения новых потребителей, внедрять системы автоматизированного учета ЭЭ.

Библиографический список

1. **Об организации** в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче. Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326.

2. **Руководящий документ** № 34.09.254.

3. **Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В.** Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: НИЦ ЭНАС, 2002.

А.С. Рыжов, студ.;
рук. В.А. Савельев, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

МОНИТОРИНГ УРОВНЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В последние десятилетия большое распространение получают методы контроля параметров силовых трансформаторов под рабочим напряжением. К ним можно отнести контроль величины тангенса диэлектрических потерь изоляции вводов силовых трансформаторов, измерение уровня вибрации с целью оценки состояния запрессовки обмоток и состояния магнитопровода, системы охлаждения, мониторинг уровня частичных разрядов в изоляции вводов и обмоток силовых трансформаторов и другие методы. Много полезной информации для оценки состояния элементов электротехнического оборудования приносят метод тепловизионного контроля и хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле.

Одним из наиболее перспективных методов контроля состояния изоляции электрооборудования является метод контроля частичных разрядов.

Частичным разрядом называется локальный электрический разряд, который шунтирует только часть изоляции в электроизоляционной системе. Частичные разряды возникают в местах, где изоляция ослаблена из-за наличия газовых включений (полостей) или острых кромок металлических элементов изоляционных конструкций (электродов). Таким образом, возникновение частичных разрядов носит вероятностный характер, так как является результатом воздействия множества факторов: структуры изоляции, наличия неоднородностей электрического поля, температуры, увлажнения, давления, вибрации, диэлектрических свойств изоляции и т.д. В конечном итоге частичные разряды являются результатом возникновения локальных концентраций электрической напряженности поля в изоляции или на ее поверхности, превышающей электрическую прочность изоляции в отдельных местах. Частичные разряды возникают в виде импульсов тока, имеющих продолжительность намного меньше 10^{-6} с.

Частичные разряды, как правило, приводят к повреждению твердой изоляции и образованию на ее поверхности устойчивых проводящих следов. В этих следах при перенапряжениях или при рабочем напряжении могут возникать условия для развития поверхностных разрядов и полного пробоя изоляции.

Таким образом, использование методов измерения частичных разрядов в изоляции электрооборудования позволяет определять техническое состояние изоляции трансформаторов и совместно с другими методами контроля под напряжением перейти к системе ремонта трансформаторов по состоянию.

Схема системы мониторинга характеристик частичных разрядов содержит:

- устройство присоединения;
- измеритель частичного разряда;
- линию связи устройства присоединения с измерительным прибором;
- периферийные устройства.

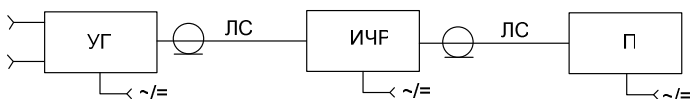


Рис. 1. Система измерения характеристик частичного разряда: УП – устройство присоединения; ЛС – линия связи; ИЧР – измеритель частичного разряда; П – периферийное устройство

Устройство присоединения представляет собой активный четырехполюсник. Применение активного устройства присоединения обусловлено применением в схеме мониторинга уровня частичных разрядов в качестве линий связи оптоволоконных каналов, применение которых исключает влияние на передаваемый сигнал сетевых и электромагнитных помех.

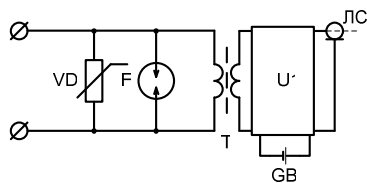


Рис. 2. Электрическая схема устройства присоединения: VD – варистор; F – искровой разрядник; T – импульсный трансформатор; U1 – преобразователь сигналов; GB – аккумуляторная батарея

Измеритель частичных разрядов представляет собой цифровой прибор, основанный на аналоговых измерительных системах, сопровождае-

мых цифровым сбором и обработкой для дальнейшей оценки, хранения соответствующих значений и отображения результатов измерения и диагностики.

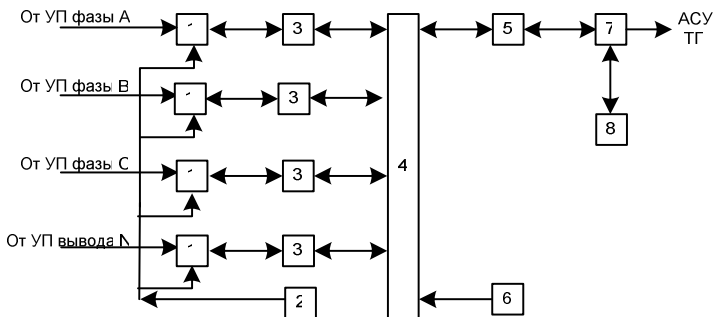


Рис. 3. Структурная схема измерителя частичных разрядов: 1 – пиковый детектор; 2 – генератор тактовых сигналов; 3 – устройство выборки и хранения; 4 – плата микропроцессора; 5 – устройство цифрового ввода вывода; 6 – устройство синхронизации; 7 – сервер АСУ ТТ; 8 – АРМ оператора

Измеритель частичных разрядов служит для получения представления о процессе частичных разрядов. С его помощью измеряются следующие характеристики:

- кажущийся заряд каждого импульса частичных разрядов;
- фаза возникновения каждого импульса частичных разрядов в периоде воздействующего на изоляцию напряжения;
- число периодов воздействующего напряжения при измерении частичных разрядов.

Измерение значений этих трех характеристик позволяет расчетным путем определить все параметры частичных разрядов. Далее в микропроцессоре происходит анализ полученных данных и определение динамики изменения уровней ЧР. Именно динамика изменения уровня частичных разрядов является диагностическим признаком, позволяющим судить о техническом состоянии трансформатора.

Схема регистрации частичных разрядов зависит от объекта измерения. Основной принцип построения схемы регистрации частичных разрядов в электроэнергетическом оборудовании является необходимость использования имеющихся в конструкции объекта измерения узлов, обеспечивающих электрическую связь с высокопотенциальными частями. Такими частями, например для трехфазного трансформатора, являются:

- выводы измерительных обкладок вводов фаз;
- вывод измерительной обкладки ввода нейтрали.

Таким образом, с помощью рассмотренной системы мониторинга можно определять техническое состояние трансформаторов в режиме реального времени.

Библиографический список

1. Хреников А.Ю., Терешко О.А. Основные методы диагностики состояния электрооборудования для выявления дефектов и повреждений: учебно-методическое пособие. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2005.
2. Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования. – Новосибирск: Наука, 2007.
3. ГОСТ 20074-83. Электрооборудование и электроустановки. Методы измерения характеристик частичных разрядов. – М.: Изд-во стандартов, 1983.

В.Ю. Чистов, студ.;
рук. В.М. Лапшин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

ВАРИАНТЫ РАСШИРЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭЦ ГАЗОТУРБИНЫМИ И ПАРОГАЗОВЫМИ УСТАНОВКАМИ

Энергетической стратегией России на период до 2020 года определены следующие основные целевые ориентиры долгосрочной политики государства в энергетике:

- надежное снабжение экономики и населения страны электрической и тепловой энергией;
- повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе современных технологий;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Приоритетами долгосрочной государственной политики в сфере энергетики среди прочих являются:

- минимизация удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии путем внедрения современного высокоэкономичного оборудования, работающего на твердом и газообразном топливе;
- снижение техногенного воздействия электростанций на окружающую среду путем эффективного использования топливно-энергетических ресурсов.

Основой формирования рациональной структуры генерирующих мощностей в России на перспективу до 2020 года с точки зрения производства тепловой энергии являются следующие принципы [1]:

- прогнозируемый рост мощности теплоэлектроцентралей до 2020 года, осуществляемый преимущественно за счет увеличения мощности наиболее прогрессивных типов электростанций (парогазовых и газотурбинных), использующих газ;

- в европейской части России – максимальное развитие атомных и гидроаккумулирующих электростанций, техническое перевооружение электростанций, использующих газомазутное топливо.

Прогнозируемый достаточно интенсивный рост доли отпуска тепловой энергии от тепловых электростанций базируется на эффективности теплофикации в условиях серьезного изменения как собственных технико-экономических показателей теплоэлектроцентралей (особенно с прогрессивными парогазовыми и газотурбинными технологиями), так и стоимостных показателей использования разных видов топлива. Это обусловлено расположением теплоэлектроцентралей в городах и крупных населенных пунктах и связанными с этим требованиями к экологическим показателям оборудования, ограничениями в отношении площади отчуждаемых земель и водных ресурсов.

Задачи обоснования размещения, мощности и типа оборудования конкретных ТЭЦ должны решаться на основе территориальных схем развития субъектов Российской Федерации и схем теплоснабжения городов.

Накопившиеся за многие годы проблемы в теплоснабжении отрицательно сказываются на нормальном функционировании не только жилищно-коммунального комплекса, но и ТЭК страны. Для решения накопившихся проблем в теплоснабжении, которые проявились в последние годы, необходимо осуществление комплекса мер, в частности [2]:

- осуществление реконструкции, модернизации и развития действующих систем централизованного теплоснабжения с целью максимально возможного использования комбинированного производства электрической и тепловой энергии;

- обеспечение совершенствования технологий в области теплоснабжения и теплофикации, снижение себестоимости производства тепловой энергии за счет внедрения газотурбинных, парогазовых, газопоршневых и газовинтовых ТЭЦ различной мощности с вытеснением действующих газовых котельных в зону пиковых тепловых нагрузок.

В настоящее время в центральной части России сложилась ситуация, требующая реконструкции и замены основного оборудования ТЭЦ в соответствии со стратегией развития энергетического комплекса страны.

Выбор варианта расширения (реконструкции) действующих ТЭЦ является сложной технико-экономической задачей, включающей в сферу рассмотрения целый ряд сопряженных вопросов:

- повышение конкурентоспособности ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии и мощности;
- повышение эффективности использования существующего (фактического) объема природного газа, сжигаемого на ТЭЦ;
- решение вопроса дальнейшего использования выбывающих мощностей ТЭЦ.

Показательными и интересными в этом смысле являются технические решения, принятые на Ярославской ТЭЦ-2.

Рост тепловых и электрических нагрузок в зоне ответственности ТЭЦ, стремление максимально использовать существующие здания и сооружения, оборудование, технологические и инженерные сети привели к необходимости выбора из трех реально возможных и целесообразных вариантов реконструкции:

1) парогазовая установка мощностью 325 МВт в составе:

- двух газотурбинных установок ГТЭ-110 производства ОАО «НПО Сатурн» комплектно с турбогенераторами ТЗФГ-110;
- двух котлов-утилизаторов типа П-88 производства ОАО «ЗиО-Подольск»;
- паровой турбины Т-78/96-6,8 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» с турбогенератором ТФ-110;

2) парогазовая установка мощностью 270 МВт на базе трех блоков ПГУ по 90 МВт каждая в составе:

- одной газотурбинной установки ГТЭ-65 производства ОАО «ЛМЗ» комплектно с турбогенераторами ТЗФГ;
- котла-утилизатора производства ОАО «ЗиО-Подольск»;
- паровой турбины Т-35/50 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» с турбогенератором производства ОАО «Элсиб»;

3) парогазовая установка мощностью 210 МВт в составе:

- ГТЭ-160 производства ОАО ЛМЗ (на базе газовой турбины типа V94.2 «Siemens») с генератором типа ТЗФГ-160-2МУЗ АО «Электросила»;
- котел-утилизатор П-90 производства ОАО «ЗиО-Подольск»;
- существующая паровая турбина ПТ-60/70-130/13.

В предложенном варианте № 3 существующая паровая турбина с истекшим ресурсом эксплуатации будет работать на пониженных параметрах пара, обеспечиваемых котлом-утилизатором П-90. С одной стороны, это приведет к снижению мощности на 10 МВт, с другой стороны, снимаются ограничения по индивидуальному ресурсу и обеспечивается длительная работа.

Сформированная таким образом ПГУ-210 имеет наилучшие экономические показатели из сравниваемых вариантов. В частности, расход

условного топлива по производству электроэнергии составляет 262,33 г/кВтч, стоимость введенной мощности – 944 доллара за 1 кВт.

Библиографический список

1. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года. Распоряжение Правительства РФ от 28 августа 2003 года № 1234-р.
2. **Генеральная** схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. Распоряжение Правительства РФ от 22 февраля 2007 года № 215-р.
3. www.tgc-2.ru.

*А.С. Ялховских, студ.; С.Н. Литвинов, инж.;
рук. В.А. Савельев, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА «ДИАГНОСТИКА ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ОБМОТКЕ СТАТОРА АССИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ»

Асинхронный электродвигатель (ЭД) получил широкое применение во многих отраслях народного хозяйства, благодаря простоте производства и эксплуатации. Это подтверждается тем, что асинхронным электроприводом потребляется до 40 % электроэнергии, производимой в мире. Поэтому отказ асинхронного двигателя может привести к нарушению технологического процесса с последующим браком продукции, затратами на восстановление и ремонт электропривода, а также на восстановление нормальных технологических процессов. Повреждение двигателей собственных нужд электростанций может привести к останову блока и тем самым повлиять на устойчивость работы энергосистемы.

Таким образом, контроль состояния электродвигателя во время эксплуатации является необходимым мероприятием предупреждающим возникновение и развитие аварийных ситуаций, а также нарушение технологического процесса. Одним из путей сокращения внеплановых простоев и повышения надежности оборудования является диагностика, контроль и прогнозирование наиболее встречаемых неисправностей АД в процессе эксплуатации. Исследование причин возникновения неисправностей, их проявлений и влияния на характер электромагнитных и тепловых процессов является важным этапом в построении диагностики.

Использование методов и средств контроля и анализа текущего технического состояния также позволяет внедрить технологию обслуживания

ния электродвигателей «по состоянию», что является источником существенного повышения конкурентоспособности, рентабельности и прибыльности предприятия. Суть обслуживания «по состоянию» состоит в том, что обслуживание и ремонт выполняются в зависимости от реального текущего состояния электродвигателя, контролируемого в процессе эксплуатации без разборок и ревизий на базе контроля и анализа соответствующих параметров. При этом затраты на техническое обслуживание снижаются на 50 – 70 % в сравнении с обслуживанием «по регламенту» (система планово-предупредительных ремонтов).

Известно, что наибольшую долю отказов асинхронных двигателей составляют неисправности обмоток статора, а именно витковые замыкания (ВЗ). Согласно [1] на долю витковых замыканий асинхронных двигателей единой серии со всыпными обмотками приходится 93 % поврежденных обмотки, тогда как повреждения междуфазной (5 %) и пазовой (2 %) изоляции обычно возникают как следствие витковых замыканий.

Витковое замыкание – дефект изоляции обмотки электродвигателя, при котором по короткозамкнутым виткам протекают токи прямой обратной и нулевой последовательности.

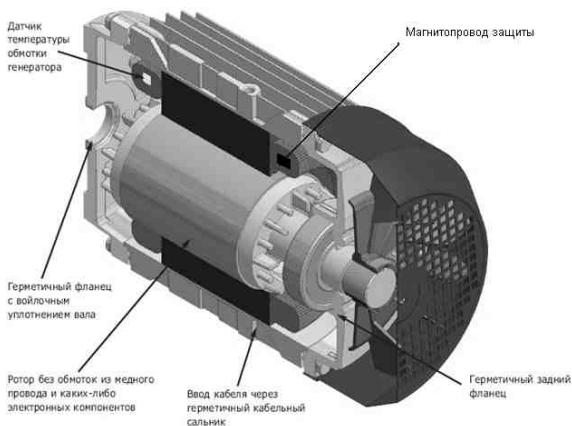
Дифференциальные защиты по принципу действия не реагируют на витковые замыкания, а чувствительность токовых защит даже к междуфазным коротким замыканиям недостаточна, поскольку они охватывают повреждения в пределах 6 – 20 % обмотки от линейных выводов. Повышенной чувствительностью к витковым замыканиям обладает токовая фильтровая защита обратной последовательности, однако она реагирует на замыкание порядка 10 – 20 % витков фазы и действует с выдержкой времени, необходимой для согласования смежных защит [2]. Дальнейшее повышение чувствительности последней защиты ограничено естественной асимметрией токов сети, составляющей 10 – 15 %, а наличие выдержки времени снижает эффект достигнутой повышенной чувствительности, поскольку к моменту отключения витковое замыкание может перерасти в междуфазное короткое замыкание.

В настоящее время существует множество подходов к построению систем технического диагностирования неисправностей асинхронных двигателей:

1. Максимальная токовая фильтровая защита, реагирующая на несимметрию фазных токов статора электродвигателя.
2. Защита, основанная на анализе вибрационных и акустических процессов.
3. Метод, основанный на анализе тепловых процессов протекающих в обмотке статора.
4. Метод, основанный на контроле симметрии фазных токов по величине и начальной фазы.

Из всех перечисленных методов диагностирования наиболее высокую чувствительность к витковым замыканиям в обмотке статора и отстройку от внешних замыканий имеет метод примененный в разработке устройства диагностики витковых замыканий кафедры ЭСПиДЭ Ивановского государственного энергетического университета.

Анализируя физические процессы, протекающие в двигателе при ВЗ, обнаружили, что в линейных токах составляющая нулевой последовательности отсутствует, т.к нет пути замыкания I_0 через землю. Ток нулевой последовательности замыкается только в короткозамкнутых витках. Поэтому для выделения тока нулевой последовательности рациональнее использовать его естественный контур протекания. То есть установить в лобовых частях обмотки статора замкнутый кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой, к которой подключен реагирующий на появление напряжение орган. Первичными обмотками для магнитопровода являются охватывающие его лобовые части (см. рисунок).



Разрез асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором и установленным магнитопроводом защиты

При отсутствии повреждения в обмотке статора токи прямой и обратной последовательностей, протекающие по лобовым частям, взаимно компенсируются относительно магнитопровода. Их результирующая намагничивающая сила равна нулю. При возникновении замыкания в короткозамкнутых витках обмотки статора циркулирует ток нулевой последовательности. Так как витки охватывают кольцевой магнитопровод, в нем создается поток нулевой последовательности. При его возникновении во вторичной обмотке магнитопровода защиты наводится ЭДС, про-

порциональная величине намагничивающей силы. Напряжение на выводах вторичной обмотки магнитопровода защиты свидетельствует о наличии витковых замыканий в обмотке статора электродвигателя.

Токи нулевой последовательности возникают в линейных токах электродвигателя при наличии замыкания на землю. В [3] показано, что как при внешнем (вблизи выводов), так и при внутреннем (внутри обмотки, на различном электрическом удалении от выводов в сторону нейтрали) замыканиях на землю значение намагничивающей силы нулевой последовательности для магнитопровода защиты невелико. Оно значительно меньше аналогичного значения, возникающего при витковых замыканиях. Тем самым достигается необходимая чувствительность защиты и уровень отстройки ее от случаев замыканий на землю.

Таким образом, при проектировании лабораторного стенда основной задачей было наглядно представить суть метода диагностирования ВЗ в обмотке статора, основанного на использовании тока нулевой последовательности. Показать какие параметры режима влияют на конечный результат, и реализовать идею в виде готового устройства и модели АД для диагностирования витковых замыканий.

Библиографический список

1. Гитман А.С., Муравьев О.П., Похолков Ю.П., Стрельбицкий Э.К. Методика расчета надежности витковой изоляции обмоток асинхронных двигателей в период приработки. – Изв. Томского политехнического института. – 1968. – Т. 190. – С. 60 – 63.
2. Гимоян Г.Г. Релейная защита горных электроустановок. – М.: Недра, 1978.
3. Савельев В.А., Бурыкин В.В. Исследование защиты электродвигателя от витковых замыканий // Электромеханика. Изв. вузов. – 1985. – № 7. – С. 88 – 93.
4. Калачева О.Н., Бурыкин В.В. Диагностика витковых замыканий в обмотке статора асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором: метод. указания; под ред. В.А. Савельева. – Иваново, 2005.

П.Ю. Тузов, асп.;
рук. Ю.Г. Шакарян, д.т.н., профессор
(ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», г. Москва)

АСГГ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АГРЕГАТОВ ГАЭС

В современных условиях при эксплуатации гидроагрегатов на ГАЭС (ГЭС) существуют следующие проблемы повышения эффективности и

надежности эксплуатации основного оборудования, связанные с электрической частью станции:

- необходимость мобильного регулирования активной мощности для поддержания частоты в энергосистеме и противоаварийного управления;
- расширение регулировочного диапазона по напряжению и реактивной мощности (включая режимы потребления);
- обеспечение динамической устойчивости.

Вышеперечисленные проблемы можно полностью решить или существенно снизить фактор их влияния на эффективность и надежность эксплуатации при помощи агрегатов с переменной частотой вращения. Данный агрегат предлагается реализовать по принципу асинхронизированной машины (АСМ) с ротором в трехфазном исполнении, подключенным к преобразователю частоты (ШИМ-инвертор или циклоконвертер). Необходимый диапазон изменения скорости вращения, в зависимости от решаемых задач, лежит в пределах $\pm 5 - \pm 20$ % от номинальной скорости вращения. Принципиальная схема АСМ представлена на рис. 1.

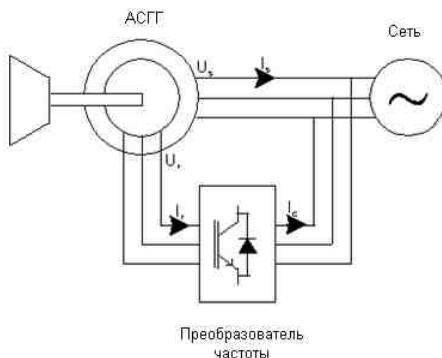


Рис. 1. Принципиальная схема АСМ

Для проведения исследований на предмет возможности и качества решения вышеописанных проблем в программной среде MATLAB-SIMULINK была создана модель ГЭС, работающая на электроэнергетическую систему. Эффективность применения асинхронизированного гидротурбинного генератора (АСГГ) исследовалась путем сравнения с синхронным гидротурбинным генератором (СГГ). На рис. 2 изображена расчетная схема, для проведения исследований.

ГЭС с агрегатами на базе АСГГ представлена эквивалентным гидроагрегатом из турбины и генератора. Генератор подключен через блочный трансформатор к шинам электростанции. Сюда же подклю-

чается местная нагрузка. Шины станции связаны с эквивалентной мощной энергосистемой (шины бесконечной мощности) через эквивалентную линию электропередачи.

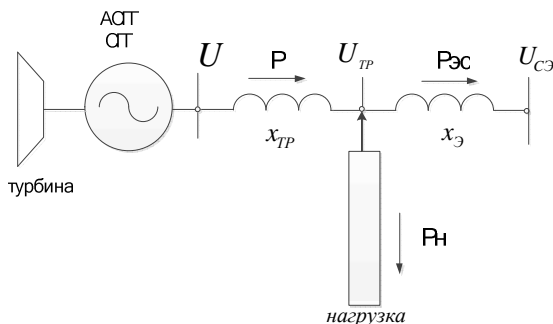


Рис. 2. Расчетная схема для АСГГ

Расчеты проводились в системе относительных единиц. В качестве базисных величин приняты номинальные параметры статора АСГГ. Индуктивное сопротивление трансформатора $X_{TP} = 0,1$ о.е., сопротивление линии $X_{Э} = 0,15$ о.е.

Динамическая модель АСГГ с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) и системой возбуждения разработана специалистами ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Гидротурбина с электрогидравлическим регулятором турбины (ЭГР) представлена стандартной моделью из библиотеки SIMULINK.

В модели АСГГ использованы параметры, представленные в таблице.

Расчетные параметры модели АСГГ

Номинальная полная мощность статора, о.е.	1,0
Номинальная активная мощность (коэффициент мощности), о.е.	0,85
Полное индуктивное сопротивление обмотки статора, о.е.	2,175
Полное индуктивное сопротивление обмотки ротора, о.е.	2,137
Индуктивное сопротивление взаимной индукции, о.е.	1,957
Активное сопротивление обмотки ротора (двухфазный эквивалент), о.е.	0,00218
Постоянная времени инерции ротора, с	8,0
Допустимое скольжение ротора, о.е.	$\pm 0,1$

АРВ АСГГ реализует асинхронизированный принцип управления [1].

При расчете процессов с СГГ использованы такие же параметры машины, как у АСГГ, но управление возбуждением осуществляется при помощи АРВ сильного действия по синхронному принципу.

Мобильное регулирование активной мощности. В синхронном генераторе изменение активной мощности, выдаваемой в сеть, может осуществляться только регулированием мощности турбины. Скорость изменения электрической активной мощности определяется скоростью управления направляющим аппаратом турбины.

В АСГГ, за счет особенностей конструкции, асинхронизированного принципа управления и возбуждения переменным током, имеется возможность управления электрической активной мощностью независимо от механической мощности при изменении частоты вращения в определенных пределах.

При этом достигается практически мгновенное регулирование активной мощности, отдаваемой (потребляемой) в сеть. При таком регулировании изменение электромагнитной мощности статора машины существенно опережает изменение механической мощности, поступающей от турбины. Возникающий при этом небаланс электромагнитного и механического моментов на валу агрегата приводит к торможению/ускорению агрегата, т.е. мощность, необходимая для ускорения регулирования электрической активной мощности АСГГ, покрывается за счет изменения кинетической энергии вращающихся масс ротора.

Исследовались процессы регулирования мощности генератора при скачкообразном изменении уставки на задание мощности. Скачок уставки мощности осуществлялся на величину $\Delta P = 0,1 \cdot P_{НОМ}$ производится от уровня 0,765 о.е. (90 % номинальной активной мощности) до номинала 0,85 о.е.

Ввиду совпадения кривых изменения механической и электрической мощностей, в канале обратной связи ЭГР СГГ могут быть использованы как сигнал положения поршня гидроусилителя, так и сигнал активной мощности генератора.

В гидроагрегате с АСГГ уставка мощности подается одновременно на ЭГР турбины и в канал активной мощности АРВ генератора. Для обеспечения максимального быстродействия и независимой отработки турбиной команды изменения мощности, в качестве обратной связи в ЭГР турбины должен использоваться сигнал положения поршня гидроусилителя (положения направляющего аппарата турбины).

В канале активной мощности АРВ генератора используется обратная связь по суммарной электрической мощности генератора, т.е. алгебраической сумме активной мощности на шинах статора и в цепи питания возбуждителя. В канале мощности АРВ используется также обратная связь по скольжению для обеспечения возврата генератора к нулевому (или к другому заданному) скольжению. Процесс восстановления скольжения в данной работе не исследуется.

На рис. 3 представлен процесс скачкообразного увеличения уставки мощности АСГГ. P – суммарная электрическая мощность генератора, т.е. сумма статорной и роторной мощностей. На графике электрической мощности сплошной линией обозначена суммарная электрическая мощность генератора (сумма статорной и роторной мощностей), а штриховой линией показано изменение мощности для СГГ в том же процессе.

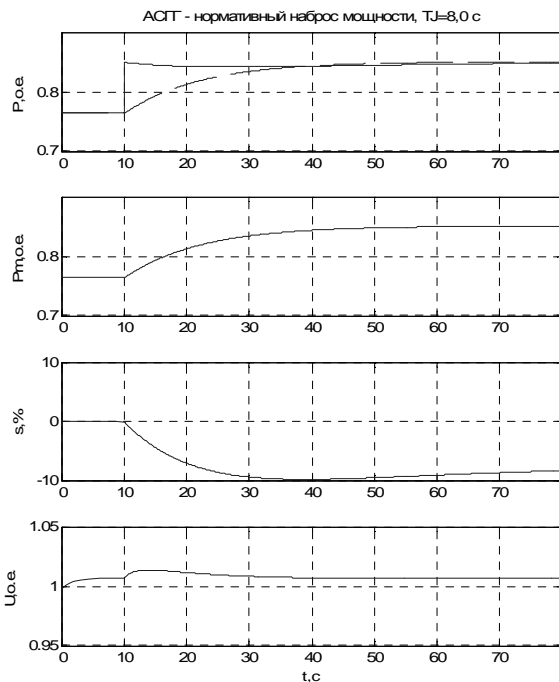


Рис. 3. Наброс мощности АСГГ: P – электрическая активная мощность, отдаваемая генератором в сеть; P_m – механическая мощность, получаемая генератором от турбины; s – скольжение ротора относительно синхронной частоты вращения; U – напряжение на шинах статора генератора

Из рисунка видно, что, в отличие от СГГ, у АСГГ электрическая мощность практически мгновенно обрабатывает скачок уставки. В течение ~ 28 с после начала процесса электрическая мощность превышает механическую, в результате чего ротор тормозится до предельного скольжения. После этого появляется небольшой избыток механической мощности, за счет которого ротор начинает ускоряться, возвращаясь к исходному скольжению.

Аналогично исследовалась динамика при сбросе нагрузки, в целом динамика процесса при сбросе мощности такая же, как при набросе. Сброс проходит несколько легче, чем наброс.

Очевидно, что регулировочные возможности АСГГ в рассматриваемом процессе зависят от соотношения постоянной времени инерции ротора и скорости нарастания мощности турбины.

Регулирование напряжения и реактивной мощности (включая режимы потребления). В качестве возмущения, сопровождающегося изменением напряжения на шинах станции, в расчетной схеме по рис. 2 рассмотрено отключение и подключение ветви нагрузки.

АРВ генераторов должны поддерживать напряжение на шинах нагрузки, равным номинальному значению $U_{нагр} = 1$.

Отключение и подключение нагрузки приводит к изменению значения напряжения $U_{нагр}$, на что генераторы под действием АРВ реагируют изменением величины реактивной мощности.

В качестве примера на рис. 4 приведены осциллограммы переходных процессов при сбросе/набросе нагрузки для параллельной работы одного СГГ и одного АСГГ.

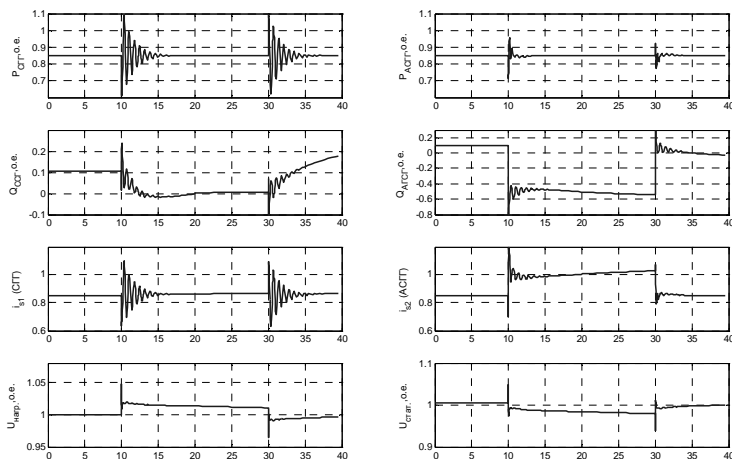


Рис. 4. Сброс/наброс нагрузки. СГГ + АСГГ: параметрам СГГ присвоен индекс 1; параметрам АСГГ присвоен индекс 2; P , Q – активная и реактивная мощности статора соответствующего генератора; if – ток возбуждения соответствующего генератора; i_s – ток статора соответствующего генератора; $U_{нагр}$ – напряжение на шинах нагрузки; $U_{стат}$ – напряжение на шинах статоров генераторов

Исходный режим: мощность каждого из генераторов – $S_{ген} = (0,85 + j0,1)$ о.е.; мощность нагрузки – $S_{нагр} = (1,7 + j1)$ о.е.

В момент времени $t = 10$ с происходит отключение нагрузки $S_{нагр} = 0$ на время $\Delta t = 20$ с и затем при $t = 30$ с нагрузка подключается.

Отключение нагрузки вызывает увеличение напряжения в точке подключения нагрузки. Для поддержания заданного (номинального) значения напряжения на шинах нагрузки генераторы под действием АРВ должны перейти в режим уменьшения реактивной мощности.

Процессы в СГГ и АСГГ кардинально отличаются. Под действием АРВ СГГ и АСГГ стремятся поддержать напряжение на шинах нагрузки, равным заданному значению и уменьшают реактивную мощность статора. Уменьшение реактивной мощности СГГ ограничено величиной $Q_{СГГ} = 0$ (Ограничение минимального возбуждения). Потребление реактивной мощности АСГГ ограничено только номинальным значением тока статора $i_{s2} = 1$ о.е., что соответствует в рассматриваемых условиях величине $Q_{АСГГ} = -0,53$ о.е. При этом суммарная реактивная мощность двух генераторов $Q_{\Sigma} = -0,53$ о.е. и напряжение на шинах нагрузки $U_{нагр} = 1,01$ о.е., что на 1 % выше заданного значения.

После подключения нагрузки ($t = 30$ с) восстанавливается исходный режим работы.

Обеспечение динамической устойчивости. В качестве аварийного режима, для исследования динамической устойчивости АСГГ, в расчетной схеме по рис. 2 рассматривалось трехфазное короткое замыкание (КЗ) на шинах станции (на ветви нагрузки).

В синхронном генераторе потеря динамической устойчивости при ускорении ротора в результате КЗ обусловлена наличием у СГГ угловой характеристики активной мощности. При увеличении длительности КЗ возрастает угол выбега ротора. Предел устойчивости наступает тогда, когда достигается предельный угол, при котором, даже с учетом форсировки тока возбуждения, не удастся обеспечить электромагнитный момент, достаточный для торможения ротора. Запас по углу выбега уменьшается по мере перехода в режимы недовозбуждения, т.к. увеличивается начальный угол нагрузки. По этой причине область допустимых режимов работы синхронного генератора в зоне потребления реактивной мощности резко ограничена.

Рассматриваемые варианты:

- на станции установлен СГГ, работающий на шины станции через блочный трансформатор;
- на станции установлен АСГГ, работающий на шины станции через блочный трансформатор;

На рис. 5 приведена зависимость предельного времени КЗ при номинальной активной нагрузке каждого генератора в функции режима по реактивной мощности Q для рассматриваемых вариантов.

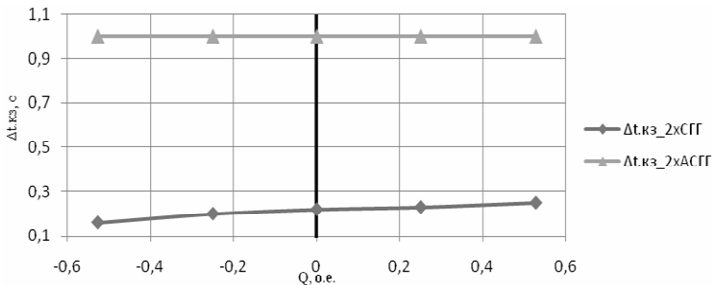


Рис. 5. Предельные времена КЗ для СГГ и АСГГ

На рис. 6 (а, б) показаны осциллограммы близкого к предельному по устойчивости процесса КЗ длительностью 0,2 с из номинального режима СГГ с выдачей реактивной мощности. На осциллограммах видно, что после отключения КЗ увеличение тормозной мощности ограничивается из-за одновременной резкой просадки напряжения, т.к. в СГГ с одноосной обмоткой возбуждения процессы регулирования мощности и напряжения связаны в соответствии с угловыми характеристиками.

У АСГГ с переменной частотой вращения угловые характеристики активной и реактивной мощности отсутствуют. Система возбуждения и асинхронизированный принцип управления обеспечивает нормальную работу АСГГ в рабочем диапазоне частот вращения. В результате возмущения, которое для СГГ является предельным, для АСГГ проходит практически незаметно, что иллюстрируется осциллограммами рис. 6.

Во время КЗ скольжение ротора АСГГ увеличивается так же, как у СГГ. Однако, если послеаварийное скольжение АСГГ остается в рабочем диапазоне, то послеаварийный режим восстанавливается практически мгновенно как по мощности, так и по напряжению. Единственное последствие КЗ – увеличение скольжения.

Таким образом, потеря динамической устойчивости АСГГ при КЗ может быть обусловлена только достижением предельной величины скольжения. При КЗ скольжение нарастает пропорционально длительности возмущения. Поэтому при начальном нулевом скольжении предельная длительность КЗ для АСГГ в рассмотренном случае составляет около 1 с.

Скольжение не достигает предельной величины ($S_{nped} = \pm 10\%$), поэтому выход из аварии происходит без существенных возмущений режима, а значение выдаваемой в сеть активной мощности и напряжение на статоре восстанавливаются практически мгновенно.

Для АСГГ предел динамической устойчивости практически не зависит от режима по реактивной мощности.

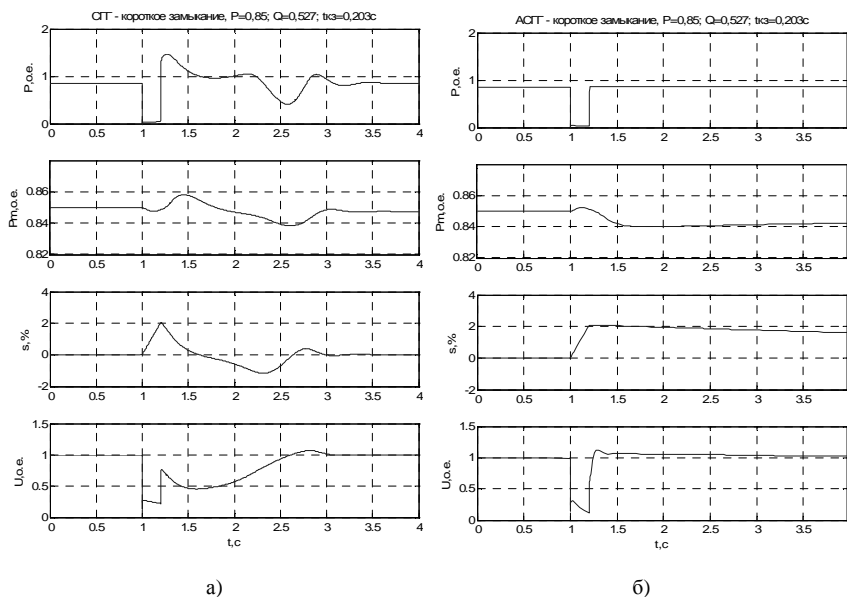


Рис. 6. Процесс в СГГ и АСГГ при КЗ из номинального режима, $t_{кз} = 0,2$ с

Анализ зарубежной литературы показывает, что применение агрегатов с переменной частотой вращения позволяет также решить ряд проблем, связанных с повышением эффективности и надежности эксплуатации основного оборудования гидравлической части ГАЭС (ГЭС), таких как:

- увеличение выработки электроэнергии;
- улучшение условий работы по кавитации;
- уход из запрещенных зон (нестационарности потока).

Выводы

Таким образом, проведенные исследования показывают, что применение на ГАЭС и ГЭС агрегатов с переменной частотой вращения позволяют:

- обеспечить мобильное регулирование активной мощности. АСГГ обладает возможностью быстродействующего (порядка 150 мс) наброса/сброса активной мощности за счет использования эффекта маховика (запасенной энергии вращающихся масс). Величина наброса/сброса нагрузки и длительность поддержания новой нагрузки определяется параметрами конкретного АСГГ (момент инерции и диапазон регулирования частоты вращения);

- повысить быстродействие и качество регулирования напряжения и реактивной мощности. Агрегаты, оснащенные АСГГ значительно лучше демпфируют переходные процессы, а также позволяют работать в режимах с глубоким потреблением реактивной мощности;
- повысить динамическую устойчивость. Для рассмотренного в работе примера время короткого замыкания для СГГ составило 0,2 с, в то время как для АСГГ оно составило 1 с. При времени КЗ 0,2 с в случае с установленным АСГГ выход из аварии происходит без существенных возмущений режима, а значение выдаваемой в сеть активной мощности и напряжение на статоре восстанавливаются практически мгновенно.

Библиографический список

1. **Асинхронизированные** машины как средство противоаварийного управления и регулирования частоты в энергосистеме / И.Я. Довганок, А.П. Лохматов, А.А. Плотнокова и др. – Электрические станции. – 2011. – № 9.

Н.В. Глотова, асп.;
рук. В.А. Савельев, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЧЕРЕДНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Основной причиной разработки программы реконструкции и техперевооружения (ТП) объектов энергетики и ее реализация является износ основных фондов электрооборудования.

В данной ситуации важнейшим фактором является дефицит денежных средств, который препятствует полной замене всего электрооборудования (ЭО), исчерпавшего свой нормативный срок службы. При таких сложившихся обстоятельствах важной задачей является проблема определения очередности ТП энергообъектов, в рамках которой входит вопрос выбора варианта замены или продления срока службы ЭО, решенный в [1].

Конечным результатом методики принятия решений по замене ЭО или продления его срока службы являются определение величины $T_{пр}$ – предельного срока продления, эксплуатации старого ЭО после проведения ему восстановительного ремонта. в течение которого его эксплуатация будет не менее эффективной, чем покупка и эксплуатация нового ЭО.

Параметры, получаемые при использовании методики [1] можно использовать для определения очередности ТП ЭО. Необходимо определить то ЭО, срок службы которого можно продлить на определенное время с минимальными затратами. В этом случае величина T_{np} отражает тот эффективный срок на который можно максимально продлить эксплуатацию ЭО, а величина Z_{cp} – показывает какой уровень среднегодовых затрат будет соответствовать этому времени продления. При этом, чем меньше нам требуется времени на продление срока службы ЭО, тем меньший объем средств надо потратить на его восстановительный ремонт. Поэтому при определении T_{np} не нужно продлять на максимально возможный срок, а продлять лишь на то время, в течение которого необходима работа данного ЭО, пока будет происходить ТП перевооружение другого.

Рассмотрим ЭО, работающее на одном энергообъекте. Очевидно, что все ЭО, работающее на одном энергообъекте можно подразделить на три группы по временному фактору.

Группа 1. ЭО работает в пределах своего нормативного срока $T_{норм}$, т.е. на интервале времени $[0; T_{норм}]$, поэтому продление его эксплуатации бессмысленно, а замена не эффективна. По этой причине при решении задачи определения очередности его можно не рассматривать.

Группа 2. ЭО работает на интервале времени $t > (T_{норм} + T_{np})$, поэтому его эксплуатация уже не целесообразна по технико-экономическим соображениям согласно основным положениям методики принятия решений по замене ЭО или продления его срока службы. Следовательно его требуется заменить немедленно либо снова продлить его эксплуатацию на срок не превышающий нового значения T_{np}^* , рассчитанного по новым данным.

Группа 3. ЭО работает время на интервале времени $(T_{норм}; T_{норм} + T_{np}]$.

Для группы 3 можно определить максимальное эффективное оставшее время работы ЭО по выражению:

$$T_{ост} = (T_{норм} + T_{np}) - T_p, \quad (1)$$

где T_p – реальное время работы ЭО. Для ЭО, принадлежащего к группам 2 и 3 можно на основании данных годовых отчетов уточнить величину α , а значит и параметры T_{np} и Z_{cp} . При $T_p = T_{норм}$ $T_{ост} = T_{np}$. При определенных условиях, а именно, если ЭО работает больше нормативного срока службы $T_{норм}$ и, если над ЭО не проводился восстановительный ремонт, а эксплуатация ведется согласно требованиям, установленным для ЭО, работающего в пределах нормативного срока службы и не превышает их объемы установленного уровня ТОР, то в формулу (1) вместо $T_{норм}$

можно подставлять не нормативный срок, а реальный срок службы до проведения восстановительного ремонта.

После проведения расчетов ЭО ранжируется по критерию возрастания $T_{осм}$. При этом получается последовательность ЭО, которая отражает очередность ТП. Пример такой последовательности приведен в таблице.

Последовательность ЭО, упорядоченная по критерию возрастания T_{np}

Порядковый номер	1	2	...	j	...	J
Значение $T_{осм}$	$T_{осм1}$	$T_{осм2}$...	$T_{осмj}$...	$T_{осмJ}$
Значение T_{np}	T_{np1}	T_{np2}	...	T_{npj}	...	T_{npJ}
Значение Z_{cp}	Z_{cp1}	Z_{cp2}	...	Z_{cpj}	...	Z_{cpJ}

Примечание. $j = 1 \dots J$ – количество единиц ЭО; $Z_{cp,j}$ – среднегодовые затраты, соответствующие $T_{np,j}$ для j -го ЭО; $T_{np,j}$ – предельное время продления срока службы j -й единицы ЭО; $T_{осм,j}$ – остаточное эффективное время работы j -ой единицы ЭО. При этом $T_{осм1} \leq T_{осм2} \leq \dots \leq T_{осмj} \leq \dots \leq T_{осмJ}$.

Определенно остаточное время продления является одним из основных критериев, который необходимо учитывать при ранжировании ЭО для определения очередности его ТП, т.к. после того как оборудование отрабатывает время $T_{осм}$, наступит ситуация, для которой возможно два исхода:

- оборудование перестанет быть работоспособным и для восстановления его готовности будет необходимо произвести ремонт. Сумма величин затрат на прошлый восстановительный ремонт (требуемый для продления срока службы на время T_{np}) и затрат на данный ремонт превысит стоимость нового оборудования или будет сравнима с ней. Поэтому такой вариант не приемлем по технико-экономическим соображениям.

- оборудование продолжит свою работу, но тогда уровень среднегодовых затрат будет слишком большой и согласно методике принятия решений [1] такое продолжение эксплуатации после T_{np} будет не эффективно, хотя возможно.

Кроме ранжирования ЭО по критерию возрастания $T_{осм}$ необходимо учитывать еще и величину средств, инвестируемых на замену ЭО. После того как были проведены расчеты по определению T_{np} , Z_{cp} и $T_{осм}$ для единиц ЭО групп 2 и 3 и произведено ранжирование ЭО по критерию возрастания $T_{осм}$ (см. таблицу). Необходимо приступить к ТП самой первой единицы ЭО последовательности в таблице. Максимальный срок, за который необходимо провести ТП первой единицы ЭО равен $T_{осм1}$, однако, это не означает, что средства, инвестируемые на замену первого ЭО должны поступать в размере, равном Z_{cp1} . Покрытие величины $Z_{cp,j}$ для j -й единицы ЭО должно осуществляться в максимально сжатые сроки, т.к.

это дает дополнительное время для покрытия величины $Z_{cp,j+1}$ ($j + 1$)-го ЭО. Уменьшая T_{ocm1} для первой единицы ЭО, мы автоматически уменьшаем T_{ocm} для следующих единиц ЭО, тем самым уменьшаем среднегодовые суммарные среднегодовые затраты на продление срока службы. Кроме того снижается эффект от уменьшения стоимости денежных средств. Такая рекомендация обусловлена тем, что годовой поток инвестиций на ТП ограничен и если он меньше требуемого, то, начиная с какой-то j -й единицы ЭО, начинается лавинное запаздывание поступления инвестиций на ТП следующих единиц ЭО. Минимальный требуемый годовой поток инвестиций, определенный при условии ТП каждой j -й единицы ЭО за срок равны $T_{ocm,j}$ можно определить из неравенства:

$$T_{ocm,j+1}Z_{cp,j+1} \leq Z_{zod}(T_{ocm,j+1} - T_{ocm,j}), \quad (2)$$

где Z_{zod} – годовой поток инвестиций. Величина Z_{zod} , как и Z_{cp} должна определяться с учетом дисконтирования. Т.к. $(T_{ocm,j+1} - T_{ocm,j}) > 0$, то разделив обе части неравенства на эту величину получим:

$$Z_{zod} \geq \frac{T_{ocm,j+1}Z_{cp,j+1}}{T_{ocm,j+1} - T_{ocm,j}}. \quad (3)$$

Будем считать, что индексу $j = 0$ соответствует ЭО группы 2, которое уже исчерпало свой предельный срок службы и должно быть заменено немедленно, поэтому прежде чем начать тратить средства на замену первой в последовательности таблицы единицы ЭО надо оборудование группы 2.

Следует учесть, что для некоторых единиц ЭО предельные сроки продления могут получиться одинаковыми или отличающимися друг от друга незначительную величину. Это означает, что для этих единиц ТП должно проводиться одновременно. Такие единицы ЭО можно объединить в один член последовательности таблицы, при этом:

$$Z_{cp,j} = \sum_{k=1}^K Z_{cp,k}, \quad (4)$$

$$T_{np,j} = \frac{\sum_{k=1}^K T_{np,k}}{K}. \quad (5)$$

где $k = 1 \dots K$ – количество единиц ЭО с близкими значениями предельного срока продления; $Z_{cp,k}$ – среднегодовые затраты k -й единицы ЭО; $T_{np,k}$ – предельный срок продления k -й единицы ЭО. При этом допустимая близость величин $T_{np,k}$ определяется реальными финансовыми возможностями инвестора.

Изначально было упомянуто, что расчет ведется для ЭО второй и третьей группы, но к некоторому моменту времени, который может наступить на стадии ТП j -й единицы ЭО первоначального ряда таблицы часть ЭО группы 1 уже подойдет к моменту отработки своего нормативного срока службы. Поэтому периодически должна производиться перегруппировка единиц ЭО по группам 1, 2, 3, а затем новый расчет по методике [1] для единиц ЭО поступивших в группу 2. В группу 3 ЭО сразу поступить не может, т.к. для каждой единицы ЭО существует предельный срок продления $T_{np} > 0$.

Исходя из всего выше сказанного, становится очевидным, что задача определения очередности ТП ЭО носит не статический, а динамический характер. Это связано с тем, что необходимо циклически осуществлять перерасчет параметров, участвующих при формировании последовательности (таблица) при определении очередности ТП ЭО.

Величина T_{np} определяется из равенства среднегодовых затрат, а значит она показывает, то время в течение которого среднегодовые затраты по варианту продления будут такими же, как и по варианту замены ЭО. После продления срока службы ЭО на T_{np} в итоге все равно придется производить замену ЭО, в связи с чем, общие затраты на продление и последующую замену будут выше стоимости единовременной замены ЭО на новое. Чтобы уменьшить эту сумму необходимо в течение T_{np} как можно быстрее заменить ЭО, т.е. фактически максимально уменьшить T_{np} .

Такой минимально срок продления для каждой единицы ЭО должен удовлетворять неравенству (3). При этом следует отметить, что кроме средств, необходимых на инвестиции в ТП ЭО, так же еще требуются учитывать расходы на продление срока службы ЭО на оговоренной в предыдущем абзаце минимальный срок продления.

Таким образом, с одной стороны искомый срок продления ограничен величиной T_{np} , а с другой – минимальным временем, за которое возможно провести ТП ЭО при данном годовом инвестиционном фонде. Следовательно, искомый в данной задаче предельный срок продления эксплуатации должен лежать на интервале $T_n \in [T_{np.min}; T_{np}]$. Такой предел изменения величины T_n наиболее приемлем, однако возможна ситуация, когда $T_{np.min} > T_{np}$. В данной ситуации необходимо привлекать дополнительных инвесторов (кредиты и т.п.) для решения проблемы ТП ЭО.

Вышеизложенный подход к решению поставленной задачи учитывает техническое состояние оборудования, экономическую ситуацию, а также модели формирования потока инвестиций на ТП ЭО.

Библиографический список

1. Назарьчев А.Н., Таджикибаев А.И., Андреев Д.А. Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций. – СПб.: ПЭИПК, 2004.