

МАТЕРИАЛЫ ШКОЛЫ-СЕМИНАРА

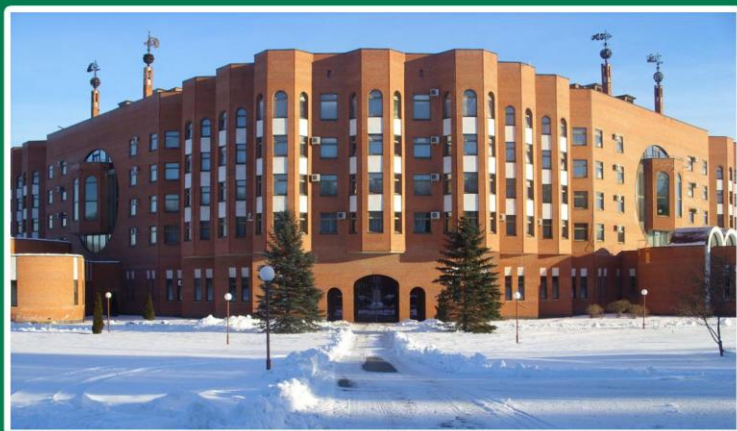


ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ СИГРЭ

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ИДЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Сборник материалов
всероссийской школы-семинара
студентов, аспирантов и молодых ученых

МЦ "Решма", 4-6 декабря 2013 г.



Иваново - 2014

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический
университет имени В.И. Ленина»

Российский национальный комитет СИГРЭ (Молодежная секция)

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ИДЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**Всероссийская школа-семинар
студентов, аспирантов и молодых ученых**

МЦ «Решма», 4 – 6 декабря 2013 года

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ

УДК 621.31
ББК 31.2
К63

Коммерциализация научно-технических идей в энергетике // Всероссийская школа-семинар студентов, аспирантов и молодых ученых, МЦ «Решма», 4 – 6 декабря 2013 года: сборник материалов. – Иваново: ФГБОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2014. – 170 с.

В сборнике представлены материалы второй всероссийской студенческой школы-семинара «Коммерциализация научно-технических идей в энергетике», состоявшейся 4 – 6 декабря 2013 года в МЦ «Решма» (Ивановская область), проведенной Ивановским государственным энергетическим университетом при поддержке Молодежной секции РНК СИГРЭ. Сборник содержит конспекты лекций ведущих специалистов, а также тезисы докладов участников школы. Для многих авторов докладов участие в школе стало первым опытом самостоятельной работы, имеющей учебное и научно-информационное значение. Основная цель сборника – мотивация студенческой молодежи к исследовательской и аналитической деятельности в сфере электроэнергетики, повышению уровня своих профессиональных знаний.

Выпуск предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей вузов, а также широкого круга лиц, интересующихся актуальными вопросами изучения техники, технологий и инноваций в энергетике.

ISBN 978-00062-042-7

Редакционная коллегия

- Тютиков В.В.** проректор по научной работе ИГЭУ, д.т.н., профессор
Гофман А.В. руководитель Оргкомитета Молодежной секции РНК СИГРЭ, к.т.н.
Макаров А.В. начальник управления НИРС и ТМ ИГЭУ, координатор отделения молодежной секции РНК СИГРЭ, к.т.н., доцент
Кеткин Л.А. советник заместителя Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС», к.э.н.
Ильченко А.Г. заместитель декана по научной работе инженерно-физического факультета ИГЭУ, к.т.н., доцент

Организационный комитет

Координатор: Макаров А.В., начальник управления НИРС и ТМ ИГЭУ.
Координационная группа: Смирнов Н.Н., Ильченко А.Г., Филатова Г.А., Вольман М.А., Маршалов Е.Д., Шадриков Т.Е.

Вступительная статья проректора по научной работе ИГЭУ В.В. Тютикова

Одним из условий успешного развития Российской экономики является технологический прорыв в наиболее значимых ее отраслях. Важнейшей отраслью экономики, от состояния которой во многом зависит развитие остальных, является энергетика.

Безусловно, технологический прорыв невозможен без энергичных, высокопрофессиональных и креативных специалистов – инженеров и ученых, которые являются главными носителями и реализаторами новых научных идей. На протяжении многих лет наш энергетический университет является одной из главных кузниц новых, молодых кадров для энергетической отрасли страны.

Не секрет, что основные черты, присущие специалисту-новатору, его профессионализм, глубокие знания и, главное, творческое отношение к делу, закладываются еще на студенческой скамье, во время обучения в университете.

Для того, чтобы выявить талантливых молодых людей – студентов, магистрантов и аспирантов, которые в дальнейшем смогут обеспечить инновационное развитие российской энергетике, развить их творческие способности, повысить уровень их профессиональных знаний, в ИГЭУ и других технических ВУЗах проводятся конкурсы студенческих научно-технических работ (рефератов, докладов, переводов, др.), олимпиады, викторины, конференции, и другие мероприятия, нацеленные на выявление, поддержку, продвижение образовательной активности молодежи и ее достижений в профессиональном обучении, научно-техническом развитии и творчестве.

Одним из таких мероприятий и является Всероссийская Школа-семинар студентов, аспирантов и молодых ученых «Коммерциализация научно-технических идей в энергетике» в МЦ «Решма». Актуальность проведения такой школы диктуется тем, что она дает возможность авторам-разработчикам инновационных научных идей увидеть пути их реализации, внедрения, помочь в доведении научной идеи до стадии коммерческого продукта.

На страницах сборника опубликованы доклады студентов, аспирантов и молодых ученых из ИГЭУ и других вузов страны, в которых содержатся результаты их исследований и разработок в области энергетике.

Проректор по научной работе ИГЭУ

Тютиков В.В.

*В.А. Савельев, д.т.н., проф.; А.В. Макаров, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПЕРСПЕКТИВЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Современная энергетика – это совокупность энергопотребляющих и энергоснабжающих систем. Они являются неотъемлемой частью всех производственных и непроизводственных сфер жизнедеятельности субъектов РФ. Энергоснабжающие системы представляют собой совокупность таких взаимосвязанных больших производственно-территориальных систем как энергетическая, газоснабжающая, нефтеснабжающая, углеснабжающая и система ядерной энергетики.

Исходя из роли энергетики в жизни общества, ее прямых и обратных связей с экономикой, системы энергетики (СЭ) рассматриваются не только как чисто производственные или технические системы, но и как часть более сложных экономических и социально-политических систем. В связи с этим свойства СЭ являются важнейшими составляющими интегральных свойств систем более высокого ранга. В результате энергетика становится одной из главных составляющих экономики Российской Федерации и ее субъектов.

Влияние энергетики, подразделяются на четыре направления: экономическое, социально-политическое, техногенное и природное.

Экономическое влияние обуславливается:

- дефицитом инвестиций, приводящим к некомпенсируемому выбытию производственных мощностей ТЭК в условиях высокой изношенности его основных фондов, который сегодня в целом составляет 60 – 65 %;
- снижением эффективности экономики, высокой энергоемкостью отечественной продукции и снижением ее конкурентоспособности;
- дисбалансом в производстве и потреблении отдельных видов топлива и энергии;
- состоянием сырьевой базы ТЭК, особенно в нефтяной и угольной отраслях, и сокращением объемов геологоразведочных работ.

При сложившейся в ТЭК критической ситуации существенно возрастает вероятность крупных аварий на объектах энергоснабжения, что повышает опасность угроз техногенного и природного характера, особенно при их наложении на экономические и социально-политические кризисные ситуации.

Большое значение для эффективности энергетики страны имеет правильно разработанный топливный баланс. Он учитывает возможности топливно-энергетических ресурсов и строиться так, чтобы не допускать перекозов, которые могли бы привести к срыву поставок того или иного топлива.

В период так называемой «газовой паузы» мы настолько увлеклись использованием в энергетике природного газа, дешевого и экологически более чистого топлива и выгодного во всех отношениях, что забыли про торф, которого у нас много и на использование которого были ориентированы наши первые крупные тепловые электростанции, такие как Каширская и Шатурская ГРЭС и продолжали сокращать число ТЭС, работающих на угле. В результате энергетика оказалась не способной восполнить недостающие для ТЭС объемы газа ростом производства электроэнергии на угольном топливе, так как была допущена значительная диспропорция в топливном балансе в сторону газа, особенно в европейской части страны. Отметим, что ликвидация диспропорции требует также развития экономики в целом, за счет более широкого использования газа в качестве сырья для промышленности. В таких условиях важно внедрение новых технологий переработки низкосортного твердого топлива путем его газификации и брикетирования, сжигания угля в расплаве, в циркулирующем кипящем слое.

Решая инновационные задачи в энергетике надо учитывать суровый холодный климат нашей страны. В районах Крайнего Севера, например, температура наружного воздуха достигает минус 50 – 55 °С, а осенне-зимний период длится 8 – 9 мес. Такие экстремальные условия требуют не только огромных средств на отопление жилых и производственных помещений и приводит к значительному удорожанию почти всего, в том числе и самих объектов энергетике.

Рыночная экономика требует перехода на самофинансирование. Здесь проблема в том, что оно должно обеспечиваться при заниженных тарифах, которые не всегда обеспечивают рентабельность электростанций.

Сложившаяся в стране практика государственного регулирования тарифов на электроэнергию делает инвестирование собственных средств в строительство крупных энергообъектов нереальным. А низкие тарифы на электроэнергию, по сравнению с наиболее развитыми зарубежными, является одной из причин того, что и иностранные инвесторы не вкладывают средства в российскую энергетику.

Сегодня Единая энергетическая система (ЕЭС) охватывает лишь 30 % территории страны, остальные 70 % – обеспечивают электроэнергией электростанции, работающие в автономном режиме, или изолированные энергосистемы, такие как Камчатская, Магаданская и Сахалинская. Поэтому инновационные проблемы энергетике, следует рассматривать в зоне ЕЭС и вне ее зоны, так как в каждой из них энергетические проблемы решаются по-разному.

На территории, охватываемой ЕЭС, надежное энергоснабжение в пределах установленной мощности и при минимальных ее резервах может обеспечиваться развитием энергетических связей, рациональным

сочетанием централизованного и децентрализованного энергоснабжения, и стабильной работой оборудования электростанций. Особое значение в ЕЭС приобретают диагностика, своевременный ремонт, продление ресурса энергооборудования работающих электростанций, их техническое перевооружение и замена устаревшего оборудования новым.

При значительном увеличении энергопотребления надежное энергоснабжение в зоне ЕЭС возможно лишь за счет наращивания установленной мощности электростанций. Однако после исключения из тарифов на энергию инвестиционной составляющей, финансовые возможности отрасли для наращивания мощностей сократились.

На территории страны, которая не охватывается ЕЭС, энергетика должна иметь автономные генерирующие источники, иметь электростанции на базе двух или даже трех источников энергии (ветряных и дизельных, ветряных и солнечных, солнечных и теплонасосных установок и др.). При этом важно использовать преимущественно те источники, которые позволяют свести к минимуму поставку топлива в отдаленные и трудно доступные регионы, особенно в районы Крайнего Севера.

Основой надежности Единой энергетической системы страны является установленная мощность электростанций. Значительное наращивание установленной генерирующей мощности возможно только при наличии крупных инвестиций, которыми энергетики не располагают.

Возникает вопрос, где взять такие средства в условиях рыночной экономики и неудачного реформирования отрасли.

На ТЭС максимальный эффект и положительная динамика по улучшению ТЭП при выработке электрической энергии достигается за счет повышения начальных параметров рабочего тела, и в первую очередь температуры.

При сжигании твердого топлива в промышленных масштабах наилучшие показатели имеют блоки с суперсверхкритическими параметрами пара (ССКП) при давлении пара на уровне 25 – 30 МПа и температуре 600 – 700 °С. В России производство таких энергоблоков еще не освоено, а эксплуатируются энергоблоки на сверхкритические параметры пара: 77х300, 21х250, 7х500, 15х800, 1х1200 МВт. В перспективе, когда в промышленных масштабах будет освоена технология газификации угля с последующим сжиганием продуктов газификации в газовой турбине, возможен прорыв в повышении начальных параметров рабочего тела (до 1200 – 1500 °С) при использовании твердого топлива.

При сжигании газообразного топлива существующие технологии и металловедение позволили в промышленных масштабах поднять температуру рабочего тела до 1200 – 1400 °С.

С технологической точки зрения самым эффективным и освоенным способом превращения энергии первичного топлива в виде газа в электроэнергию на данном этапе являются газотурбинная и парогазовая технологии.

Сжигание газа в топках паровых котлов при новом строительстве с точки зрения технической политики недопустимо.

Для технического перевооружения электростанций газотурбинные установки могут использоваться следующим образом:

- при новом строительстве энергетических объектов;
- в качестве замещающей мощности при техническом перевооружении электростанций;
- парогазовые установки с использованием действующих паровых турбин, электрогенераторов и вспомогательного оборудования с понижением параметров острого пара и продлением ресурса паровых турбин;
- на отопительных котельных для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии при производстве тепловой энергии.

Россия – холодная страна, и на теплоснабжение топлива (газа) в ней тратится значительно больше, чем на выработку электроэнергии. Например, в Москве зимние электрические и тепловые нагрузки соотносятся как 1,0 : 3,5. Это иллюстрирует, что при таком климате в России рассматривать развитие электроснабжения в отрыве от теплоснабжения нельзя. Поэтому нужно развитие и теплофикации (когенерации), а не строительство энергоблоков. ПГУ являются основным и кардинальным направлением экономии первичного топлива

В инновационном плане в теплоэнергетике необходимо решить следующие задачи.

1. Снизить удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС с 332,7 до 300 г у.т./ кВт·ч.

2. Снизить потери в электрических сетях ЕНЭС с 4,6 до 3,5 % и распределительных сетях – с 8,9 до 6,5 %.

3. Вывести из эксплуатации физически изношенное и морально устаревшее оборудования на ТЭС и АЭС общей мощности 22451 МВт, в том числе: на ТЭС – 18751 МВт и на АЭС – 3700 МВт.

4. Ввести 103491 МВт мощности на электростанциях, в том числе: на ТЭС – 70641 МВт, на АЭС – 18980 МВт, на ГЭС – 11530 МВт и ВИЭ – 3340 МВт.

5. Увеличить установленную мощность газовых ТЭС на основе ГТУ с 6600 до 51772 МВт.

6. Повысить КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) до 50 %, КПД новых и модернизированных угольных ТЭС – до 38 % и АЭС – до 34 %.

7. Оптимизировать структуру и состав генерации, включая увеличение доли маневренных ГТУ.

Основным стержнем модернизации отрасли является использование серийного отечественного (лицензионного) оборудования и типовых проектов для снижения сроков модернизации и минимизации затрат

(учитывая, что по прогнозам рост производства электрической энергии в ближайшие годы будет составлять 0,35 – 0,6 %, а рост потребления тепловой энергии 0,9 – 1,1 %).

Реформирование электроэнергетики привело к изменению структуры управления отраслью, к перераспределению денежных потоков и их дроблению. Это усложняет объединение средств для строительства крупных энергообъектов, создает проблемы для наращивания установленной мощности электростанций, их техническое перевооружение и реконструкцию крупных ТЭС, ГЭС и АЭС. Сегодня на действующих электростанциях возможны лишь профилактические работы, а следовательно, их оборудование будет морально и физически устаревать быстрее.

Резервом развития энергетики страны является строительство малых электростанций (мощностью до 30 МВт), которые сокращают величину инвестиций, срок их возврата и инвестиционный риск.

Поэтому в первую очередь надо строить малые ГЭС, небольшие газотурбинные и парогазовые установки, а также сооружать геотермальные тепловые, ветровые, солнечные и теплонасосные установки. В перспективе должны строиться малые АЭС, особенно в отдаленных и труднодоступных районах и в условиях Крайнего Севера. Проекты таких АЭС в стране уже есть.

Подчеркнем, что малая энергетика не должна обеспечивать надежность и живучесть Единой энергетической системы. Однако при увеличении энергопотребления и отсутствии крупных инвесторов малая энергетика облегчит решение проблемы.

Малая энергетика эффективна и в экстремальных ситуациях. Однако сегодня для экономики она невыгодна.

Так, удельные инвестиции (в расчете на 1 кВт установленной мощности) для малых электростанций больше, чем для крупных электростанций, а низкие тарифы не позволяют развивать малую энергетику, так как приводят к увеличению срока окупаемости проектов.

Для экономии затрат на эксплуатацию малой энергетики надо автоматизировать их пуск, работу и останов, а ремонт и обслуживание делать вахтовым методом, развивать средства связи и телемеханики, адаптировать их к параллельной работе с ЕЭС.

Экономически эффективный потенциал возобновляемых источников энергии России сегодня превышает 270 млн т условного топлива, что составляет более 25 % внутреннего энергопотребления. Причем, значительными возобновляемыми ресурсами располагают большинство проблемных регионов страны.

В настоящее время в России действуют несколько экспериментальных и опытно-промышленных электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы, около 300 малых ГЭС, десятки небольших ветро-

вых и солнечных установок. Всего в стране используется пока 1,5 млн т у.т. возобновляемых энергоресурсов, общий вклад которых в энергобаланс страны не превышает 0,1 %.

При такой доле нетрадиционная энергетика в ближайшие годы отраслевых проблем не решит, поэтому энергетика на базе возобновляемых источников надо рассматривать, как средство энергоснабжения в отдаленных и трудно доступных регионах, как средство решения экологических проблем и как средство энергосбережения.

В нашей стране эксплуатируется большое количество муниципальных и ведомственных котельных. Поэтому целесообразно создавать на базе этих котельных мини-ТЭЦ. Сегодня для превращения котельных в мини ТЭЦ нужно объединение усилий с администрациями городов и областей для решения этой важной проблемы

Библиографический список

1. **Надежность** либерализованных систем энергетики / В.А. Баринов, В.А. Савельев, М.Г. Сухарев [и др.] – Новосибирск: Наука, 2004. – 333 с.

2. **Методические** вопросы исследования надежности больших систем энергетики / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Вып. 62: Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения / отв. ред. Н.И. Воропай, В.А. Савельев. – Иваново: ПресСто, 2011. – 536 с.

3. **Савельев, В.А.** Экономические аспекты надежности систем энергетики. Энергетическая безопасность / В.А. Савельев, Е.Р. Ставровский, Г.Н. Елизаренко // Надежность либерализованных систем энергетики / В.А. Баринов [и др.]; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева; под ред. Н.И. Воропай, А.Д. Тевяшева. – Новосибирск, 2004. – С. 85 – 145.

***В.И. Колибаба, д.э.н., проф.; С.В. Колибаба, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)***

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ВНЕДРЕНИЯ НОВОЙ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Действующая модель рынка электроэнергии и мощности, по мнению многих экспертов, обладает существенными недостатками. Среди таких недостатков называют чрезмерную «зарегулированность» рынка – ручное управление там, где должны действовать рыночные механизмы. Результатом является отсутствие стабильности, как для инвесторов энергетических компаний, так и для промышленных предприятий. Также отсутствуют долгосрочные сигналы и инструменты, необходимые для развития инвестиционной активности субъектов электроэнергетики на рыночных основаниях, без государственной поддержки, в том числе по модернизации действующих мощностей.

Другой проблемой является несовершенство рынка мощности: он не дает сигналов обратной связи, где и по какой цене новая генерирующая мощность будет востребована; отсутствуют стимулы к выводу из эксплуатации неэффективного оборудования.

С 2015 года планируется введение новой модели рынка электроэнергии и мощности, которая будет направлена на решение существующих проблем. Преобразование оптового рынка электроэнергии (мощности) должно быть направлено на создание привлекательной инвестиционной среды в электроэнергетике для запуска процессов модернизации и реновации генерирующих мощностей. При этом уровень цен на электрическую энергию должен обеспечивать баланс между требованиями привлечения необходимого объема инвестиционных ресурсов в отрасль и интересами потребителей. Вариант новой модели, ориентированный на рыночные механизмы, был предложен специалистами НП «Совет рынка». Базисом предлагаемой модели являются свободные двусторонние договоры на электроэнергию и мощность (СДЭМ) между потребителем и поставщиком.

Модель свободных двусторонних договоров на ОРЭМ

По итогам КОМ за последние несколько лет, можно сделать вывод, что потребитель оплачивает практически всю имеющуюся на рынке мощность: прогноз спроса и цена в КОМ формируется без участия потребителей, а также отсутствуют механизмы долгосрочного формирования цены на мощность вследствие договоренностей покупателя и поставщика.

Новая модель предполагает отмену механизма гарантированной оплаты отобранной на КОМ мощности. В соответствии с новой моделью, гарантия оплаты мощности производителям будет обеспечена только путем заключения свободных двусторонних договоров (СДЭМ). СДЭМ являются договорами на покупку-продажу электроэнергии по цене, которая будет компенсировать полные издержки, включая стоимость мощности. Оплаченный по такому договору объем мощности будет определяться величиной потребления электроэнергии по графику поставки в пиковые часы. Рынок на сутки вперед и балансирующий рынок электроэнергии в этой модели остаются прежними, а вот принципы торговли мощностью серьезно меняются. Для стимулирования к участию в двусторонних договорах предполагается торговля отклонениями по мощности от объемов СДЭМ в рамках нового рыночного механизма – балансирующего рынка мощности.

При работе балансирующего рынка мощности потребители будут платить за превышение своего фактического потребления мощности над объемом, купленным по СДЭМ, по цене вмененного пикового контракта. Стоимость мощности по вмененному пиковому контракту будет соответствовать стоимости наиболее эффективной новой мощности – что, конечно, дороже, чем цена на мощность действующих объектов.

Собранные с потребителей средства за оплату мощности, купленной сверх СДЭМ, будут распределены на всю оставшуюся невостребованную мощность производителей. Учитывая наличие профицита генерирующей мощности над пиковым потреблением (что является необходимым условием как для обеспечения надежности, так и для запуска конкурентных рыночных отношений), платеж за непроданную по СДЭМ мощность будет значительно ниже существующей цены.

Например, покупатели заплатят сверх СДЭМ за 400 МВт по цене 300 тыс. руб., но эти средства надо будет распределить на 2000 МВт незаконтрактрованной мощности производителей, что составит всего 60 тыс. руб. за 1 МВт.

Данная модель свободных двусторонних договоров способствует решению существующих проблем отрасли. Новая модель имеет ряд преимуществ:

- участие потребителей в формировании цены и возможность определения цены на среднесрочную и долгосрочную перспективу;
- повышение конкуренции между разными типами генерации;
- у органов власти пропадает необходимость принимать технические и экономические решения в отношении многочисленных инвестиционных проектов в генерации.

Особенности СДЭМ в части мощности

Новая модель предполагает, что внутри ЗСП ограничений на покупку и продажу мощности нет. Однако между ЗСП мощность по договору лимитируется системными ограничениями на перетоки по сети. Величина максимально допустимой (по указанным ограничениям) поставки мощности (МДП) между ЗСП задается СО до начала года поставки вместе с перечнем ЗСП и делится между поставщиками «ЗСП-экспортера» пропорционально их располагаемой мощности.

Разделение МДП между РД, СДЭМ, СДЭМ ГП одного поставщика не предписано и осуществляется по мере заключения договоров: каждый договор с покупателем другой ЗСП уменьшает соответствующую часть МДП, выделенную данному поставщику под договоры с покупателями из такой ЗСП. Для рассматриваемых договоров объем мощности отдельно в договоре не указывается и определяется «автоматически» из указанного в договоре графика потребления э/э. При этом считается, что:

- покупатель приобрел мощность, равную среднему по рабочим дням календарного месяца часовому объему э/э (согласно графику э/э в договоре) в часы максимальной фактической пиковой нагрузки для субъекта РФ, в котором расположены точки поставки покупателя по договору, среди плановых часов пиковой нагрузки на этот месяц;
- продавец продал мощность, определенную аналогичным образом, как средний часовой объем э/э (согласно графику э/э в договоре) в те же

часы максимальной фактической пиковой нагрузки для субъекта РФ, в котором расположены точки поставки покупателя по договору;

- по таким договорам продавец сразу же обеспечил резервирование проданной по договору мощности в соответствии с нормативным коэффициентом резервирования (Крез). Это означает, что в целях формирования финальных требований/обязательств поставщика, при определении суммарных объемов мощности, проданных поставщиком по договорам, все проданные объемы будут увеличиваться на Крез.

Оплата мощности

Новая модель предполагает отмену КОМ. Также устанавливается плановый нормативный коэффициент резервирования на год, который рассчитывается по существующей методике определения Крез как доля мощности (%), которая должна быть в резерве для наиболее «загруженного» периода года. Определенный таким образом Крез устанавливается одинаковым на все месяцы календарного года. Резервирование проданной мощности осуществляют сами поставщики собственной мощностью или покупкой у иных генераторов. Резервирование к покупателям, согласно новой модели, больше не применяется.

Генераторы, как и в настоящее время, ежегодно аттестуют мощность для поставки. Поставленной, в том числе по договору, считается только аттестованная мощность. Если же мощность генератора не аттестована, а он заключил двусторонний договор, он должен докупить проданное количество мощности у иных поставщиков с аттестованной мощностью.

Генераторы, как и сейчас, «штрафуются» за недопоставку (неготовность) мощности. Каждый месяц поставленным считается лишь объем располагаемой мощности с учетом коэффициента готовности в данном месяце.

Мощность генераторов может быть оплачена только через двусторонние договоры или механизм балансирующего рынка мощности. Заключенные договора о предоставлении мощности (ДПМ) сохраняются неизменными. При этом в отношении мощностей по ДПМ свободные договоры не заключаются и балансирующий рынок мощности не действует.

Балансирующий рынок мощности (БРМ) и вмененные контракты

С целью определения цены приобретения мощности потребителями на балансирующем рынке мощности вводится вмененный контракт. Его смысл заключается в приобретении э/э и мощности на условиях новой наиболее эффективной мощности.

Участники-поставщики вправе до начала года подать ценовую заявку на БРМ со своей ценой пикового контракта, одинаковую по всем месяцам года. При этом возможно указать в заявке разные по цене «ступеньки» в зависимости от количества предлагаемых на БРМ пиковых контрактов (цена убывает по увеличению количества контрактов). Заявки подаются в отношении генерирующих единиц мощности.

До начала года объявляются часы в сутки потребления э/э, кроме выходных дней, соответствующие плановым часам пиковой нагрузки, определенным СО на каждый месяц предстоящего года в разрезе ценовой зоны.

Фактическое потребление мощности в группе точек поставки (ГТП) участника определяется как среднее по рабочим дням календарного месяца из часовых фактических объемов потребления э/э в часы максимальной фактической пиковой нагрузки для субъекта РФ, в котором расположена ГТП (или точки поставки розничного покупателя), среди плановых часов пиковой нагрузки на этот месяц.

По итогам каждого месяца для покупателя определяется объем мощности, приобретенный по всему портфелю заключенных договоров (включая ДПМ, РД), и фактическое потребление мощности. Разница приобретает/продается на балансирующем рынке мощности. Для генератора определяется объем мощности, проданный по портфелю заключенных договоров (включая ДПМ, РД), с учетом Крез (для всех договоров, кроме РД и ДПМ, объем продажи по договору для генераторов умножается на Крез ~ 1,2). Получившаяся величина вычитается из предоставленной с учетом готовности данным генератором мощности в расчетном периоде. Если разница отрицательная – поставщик в отношении этого генератора приобретает недостаток мощности на БРМ. Если разница положительная – генератор имеет право продать избыток мощности, уменьшенный на Крез, на БРМ.

Определение цены покупки и цены продажи мощности на БРМ осуществляется следующим образом. Рассчитывается часть, связанная с оплатой мощности в стоимости КВтч по вмененному контракту. Для этого вычисляется средневзвешенная по всем ГТП цена РСВ в соответствующие часы, и она вычитается из стоимости КВтч вмененного контракта. Для определения верхней цены покупки за МВт мощности на БРМ получившаяся разница, если она положительна, умножается на число часов поставки э/э по вмененному контракту. В случае отрицательной разницы покупка/продажа мощности на БРМ по итогам расчетного периода не осуществляется.

Из полученных объемов и цен в заявках поставщиков на продажу составляется «лесенка» предложения, верхняя ступенька которой ограничивается верхней ценой покупки на БРМ, рассчитанной на основе вмененного контракта. Соответствующие лесенки строятся свои в каждой группе ЗСП (в частности ЦЗ), по которым различается цена вмененного контракта. Платеж на БРМ всех участников, имеющих объем мощности к покупке, определяется как сумма произведения цены за МВт мощности на БРМ на объем ступеньки из лесенки предложения, начиная со ступенек с наименьшими ценами и до исчерпания объема к покупке. Указанные объемы ступенек с ценой ниже верхней цены за 1 МВт мощности

на БРМ далее называются «принятыми». Если заявки продавцов отсутствовали, то используется лишь верхняя цена за 1 МВт мощности на БРМ.

Пример. У потребителя 3 МВт мощности к покупке. Средняя цена РСВ в пиковые часы 1 руб./кВтч, цена вмененного контракта – 2,5 руб./кВтч, платеж по такому контракту на 1 МВт – $220\,000 \cdot 2,5 = 550\,000$ руб. Верхняя цена за 1 МВт мощности на БРМ $220\,000 \cdot (2,5 - 1) = 330\,000$ руб./МВт в месяц. Платеж за 3 МВт – $330\,000 \cdot 3 = 990\,000$ руб.

Сумма платежей всех Участников, имеющих объемы мощности к покупке в ЦЗ, распределяется на Участников, имеющих объемы мощности к продаже в этой ЦЗ (с учетом поставки из соседней ЦЗ, если она была, а договоров между ЦЗ не предусматривалось) следующим образом. Те поставщики, заявки которых образовали принятые объемы, получают за них плату по цене в заявке. Оставшаяся сумма платежей распределяется на остальных поставщиков, в пропорции к их (оставшимся) объемам мощности к продаже.

Принцип ценообразования вмененного контракта

В случае если потребитель не приобрел до момента своего фактического потребления соответствующий объем существующей мощности, единственным источником мощности для него может быть только новая мощность. Следовательно, необходимо определить экономически справедливую стоимость, по которой такая мощность, после ее ввода в эксплуатацию, могла бы быть предоставлена указанному потребителю. Для этого необходимо определить для каждого типа соответствующей мощности оптимальный режим загрузки и рассчитать цену кВтч, позволяющую окупить новое строительство. При расчете цены вмененного контракта возможно использовать параметры, согласованные для ДПМ.

Формула определения цены вмененного контракта определяется Правительством РФ и не подлежит изменению. Значения цены вмененного контракта определяется по указанной формуле на каждый год поставки до его начала. Цена вмененного контракта дифференцируется:

- по ценовым зонам;
- по группам ЗСП в зависимости от существующей топливной инфраструктуры (газ/уголь);
- по группам ЗСП – в зависимости от существенной (более 20 %) постоянной дифференциации цен э/э на РСВ.

Риски изменения модели и возможности их минимизации

1. Недостаточные стимулы для участников заключать долгосрочные договоры;

Однако, риск не получить оплату при избытке предложения будет стимулировать генераторов к заключению договоров.

2. Крупнейшие потребители заключают договоры с наиболее дешевой генерацией, для более мелких потребителей останется только дорогая генерация;

Тем не менее, сохранятся РД для поставок электроэнергии населению, а также сохранение неэффективной генерации будет стимулировать строительство более эффективной, ей на замену.

3. Генераторы, не получая достаточных финансовых средств, не будут ремонтировать оборудование и будет расти число аварий;

Предполагается, что цена ОРЭМ в большинстве случаев позволит окупать операционные затраты генераторов, в случае недопоставки из-за аварии, генераторы должны будут покупать электроэнергию и мощность на БРМ по цене вмененного контракта.

4. Потребители в основном останутся на обслуживании ГП, рыночная власть останется у генераторов;

Однако, развитие конкуренции на розничном рынке и введение стандартных контрактов будет стимулировать более активное участие потребителей в торговле.

Новая модель рынка электроэнергии (мощности) имеет ряд преимуществ. Однако для генерирующих компаний новая модель содержит определенные недостатки.

Результаты сравнительного анализа выявили снижение экономических показателей работы генерирующих компаний при внедрении прогнозной модели рынка мощности. При введении новой модели рынка предполагается отмена механизма гарантированной оплаты отобранной на КОМ мощности. РД сохраняются, однако предполагается отмена КОМ. Гарантия оплаты мощности производителям будет обеспечена путем заключения свободных двусторонних договоров (СДЭМ). По СДЭМ объем мощности будет определяться величиной потребления электроэнергии по графику поставки в пиковые часы, соответственно будет различным в зависимости от сезона года.

В период с сентября по март осуществляется большая загрузка энергоблоков станций по сравнению с летним периодом, однако определенный объем мощности остается неоплаченным. В летний период объемы неоплачиваемой мощности увеличиваются.

При работе балансирующего рынка мощности потребители будут платить за мощность по цене вмененного пикового контракта. Стоимость мощности по вмененному пиковому контракту будет соответствовать стоимости наиболее эффективной новой мощности. При расчете цены вмененного контракта, возможно, использовать параметры, согласованные для ДПМ, который равен 700 тыс. руб./ МВт.

Однако, в связи с тем, что средства за оплату мощности, купленной сверх СДЭМ, будут распределены на всю оставшуюся невостребованную мощность производителей, эта сумма будет распределена на 5000 МВт невостребованной мощности в ЗСП Центра. Таким образом, реальная выручка станций на БРМ не будет высокой.

Таким образом, очевидным является ухудшение положения генерирующих компаний на рынке мощности с введением новой модели рынка. Наиболее трудным периодом становится период с марта по сентябрь, когда снижается величина потребления электроэнергии в пиковые часы и соответственно оплаченный по СДЭМ объем мощности снижается.

*О.Г. Трухина, нач. патентно-лицензионного отдела
(ИГЭУ, г. Иваново)*

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Коммерциализация результатов интеллектуальной деятельности (РИД) представляет собой процесс вовлечения их в экономический (коммерческий) оборот в различных сегментах рынка. Индикатором наличия у интеллектуального продукта потенциала коммерциализации является возможность отнесения его к одному из видов интеллектуальной собственности (ИС), дающего право использовать этот продукт в экономической деятельности.

В IV части Гражданского кодекса Российской Федерации [1, 2], РИД разделены на объекты авторского права, на объекты промышленной собственности и средства индивидуализации. К объектам авторского права относятся произведения науки, литературы и искусства, компьютерное программное обеспечение, базы данных, топологии интегральных микросхем. К объектам промышленной собственности относятся объекты патентного права – изобретение, полезная модель, промышленный образец, ноу-хау. В качестве средств индивидуализации выделены фирменное наименование, товарный знак и знак обслуживания, наименование места происхождения товара и коммерческое обозначение.

Одним из видов прав на объекты ИС являются авторские неимущественные права. Права автора как на произведение науки, литературы и искусства, так и на компьютерное программное обеспечение возникают в силу факта его создания. Авторские права являются личными и неотчуждаемыми. Авторы, в процессе коммерциализации права собственности на свои продукты творческой деятельности, имеют право на вознаграждение.

Помимо личных неимущественных прав существуют также имущественные права. Сущность этой категории прав и составляет использование РИД, в том числе и в коммерческих целях.

Исключительное право означает возможность коммерческого использования РИД в хозяйственной практике по правилам рынка. Чтобы такая возможность появилась, необходима защита РИД специальными государственными охраняемыми документами: патентом или свидетельством.

Патент – это документ, удостоверяющий авторство и предоставляющий его владельцу исключительное право на изобретение, полезную модель или промышленный образец. Срок действия патента на изобретение формально 20 лет, но реально срок его действия из-за прогресса науки и техники сокращается до 5 – 10 лет. Полезная модель (устройство) защищается патентом сроком на 10 лет. Промышленный образец при регистрации защищается патентом сроком на 15 лет.

В России все вопросы патентной защиты регулируются российским патентным ведомством – Роспатентом, которое в соответствии с ГК РФ осуществляет единую политику в области охраны объектов промышленной собственности, принимает к рассмотрению заявки на изобретения, полезные модели, промышленные образцы, осуществляет государственную регистрацию, выдает патенты, публикует официальные сведения.

Часть 4 ГК РФ содержит определения критериев патентоспособности объектов промышленной собственности, которые признаются патентоспособными.

В качестве изобретения охраняется техническое решение в любой области, относящееся к продукту (в частности, устройству, веществу, штамму микроорганизма, культуре клеток растений или животных) или способу (процессу осуществления действий над материальным объектом с помощью материальных средств).

Не являются изобретениями: открытия; научные теории и математические методы; решения, касающиеся только внешнего вида изделий и направленные на удовлетворение эстетических потребностей; правила и методы игр, интеллектуальной или хозяйственной деятельности; программы для ЭВМ; решения, заключающиеся только в представлении информации. Не предоставляется правовая охрана в качестве изобретения: сортам растений, породам животных и биологическим способам их получения, за исключением микробиологических способов и продуктов, полученных такими способами; топологиям интегральных микросхем.

В качестве полезной модели охраняется техническое решение, относящееся к устройству.

В качестве промышленного образца охраняется художественно-конструкторское решение изделия промышленного или кустарно-ремесленного производства, определяющее его внешний вид.

Не предоставляется правовая охрана в качестве промышленного образца: решениям, обусловленным исключительно технической функцией изделия; объектам архитектуры (кроме малых архитектурных форм), промышленным, гидротехническим и другим стационарным сооружениям; объектам неустойчивой формы из жидких, газообразных, сыпучих или им подобных веществ.

Товарный знак – символическое изображение (описание) отличий товаров разных производителей защищается свидетельством о регистрации сроком на 10 лет с последующим правом продления этого срока.

Ноу-хау – «знаю как» – секрет технологии, чертежа, схемы, модели и др. не патентуются в интересах сохранения конфиденциальности. Формой охраны ноу-хау является сохранение его в тайне. Необходимым условием коммерциализации ноу-хау является требование к участникам реализации разработки о неразглашении секретов и отсутствие публикаций в открытой печати.

Коммерциализация ИС – это реализация результатов научно-технической деятельности, закрепленных в виде объектов ИС, с целью получения прибыли.

Можно выделить три основные схемы коммерциализации результатов ИС: передача прав на объект ИС; создание совместного производства; выход на рынок через внедрения результатов ИС в производство.

Основной формой коммерциализации РИД является заключение лицензионных договоров. В соответствии с ГК РФ, по лицензионному договору одна сторона – обладатель исключительного права на РИД или на средство индивидуализации (лицензиар) предоставляет или обязуется предоставить другой стороне (лицензиату) право использования такого результата или такого средства в предусмотренных договором пределах.

Лицензионный договор заключается в письменной форме. Лицензионный договор должен предусматривать предмет договора, путем указания РИД, право на использование которого предоставляется по договору, с указанием номера и даты выдачи документа, удостоверяющего исключительное право на такой результат (патент, свидетельство) и способы использования РИД. В лицензионном договоре должна быть указана территория, на которой допускается использование РИД. Срок, на который заключается лицензионный договор, не может превышать срок действия исключительного права на РИД. В случае прекращения исключительного права на РИД лицензионный договор прекращается. По лицензионному договору лицензиат обязуется уплатить лицензиару обусловленное договором вознаграждение, если договором не предусмотрено иное.

В соответствии с ГК РФ выделяются следующие виды лицензионных договоров: простая (неисключительная) лицензия – предоставление лицензиату права использования РИД или средства индивидуализации с сохранением за лицензиаром права выдачи лицензий другим лицам и исключительная лицензия – предоставление лицензиату права использования РИД или средства индивидуализации без сохранения за лицензиаром права выдачи лицензий другим лицам.

Таким образом, ИС является объектом имущества, которым можно владеть, пользоваться, распоряжаться, использовать в уставном капитале,

в хозяйственной деятельности предприятия и в качестве объектов коммерческой тайны («ноу-хау»). При коммерциализации ИС принципиальным является наличие и правильность оформления документов, подтверждающих права на РИД.

Библиографический список

1. **Гражданский** кодекс Российской Федерации. – Часть четвертая.
2. **Комментарий** к гражданскому кодексу российской федерации (постатейный). Часть четвертая / Э.П. Гаврилов, О.А. Городов, С.П. Гришаев [и др.]. – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2007. – 784 с.
3. **Административный** регламент исполнения Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам государственной функции по организации приема заявок на изобретение и их рассмотрения, экспертизы и выдачи в установленном порядке патентов Российской Федерации на изобретение. (Утвержден приказом Министерства образования и науки Российской Федерации от 29 октября 2008 г. № 327).

*К.А. Валатин, студ.; рук. О.Е. Иванова, к.э.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ИДЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Коммерциализация технологий (исследований и разработок) – это любая деятельность, которая направлена на создание дохода от использования результатов научных исследований, научных компетенций. Коммерциализация технологий представляет собой процесс, с помощью которого результаты НИОКР своевременно трансформируются в продукты и услуги на рынке [1].

В последние годы в России происходит бум инвестиций в высокотехнологичные компании. Так, за прошедшие четыре года, объем венчурных инвестиций (инвестирование в перспективные инновационные рынки – прим.) в России вырос почти в 10 раз, и в 2012 году мы вошли в пятерку европейских стран-лидеров по этому показателю. То есть инновации в России стали уже не просто рекламным слоганом, а реальностью. Российский крупный бизнес повернулся лицом к высоким технологиям.

Однако для молодых ученых, потенциальных генераторов инновационных идей, которые должны стать основой будущего развития и процветания высокотехнологичного сектора российской экономики (в частности, в отраслях энергетики, новых материалов, биотехнологии и медицины будущего), доступ на этот рынок по-прежнему если не закрыт, то покрыт туманом отсутствия информации и разнообразных бюрократических барьеров.

Так почему молодые ученые, в том числе ученые-энергетики не могут получить доступ на этот рынок? Чтобы наиболее полно ответить на этот вопрос, я разобрался, как обстоит дело с коммерциализацией научно-технических идей на Западе. Рассмотрим на примере США. После принятия в 1980 году Акта Бэя-Доуэля наблюдался резкий скачок инновационной активности и трансфера технологий от американских университетов. Если до 1980 г. результаты интеллектуальной деятельности, созданные на базе государственного финансирования, передавались в общественное пользование, то акт позволил университетам и другим организациям оформлять их в собственность. Как следствие годовые объемы патентования университетами к 2005 г. возросли до 11089 патентов, что намного превышает результаты до 1980 г. (менее 250 патентов ежегодно) [2].

Сущность трансфера и последующей коммерциализации технологий в США заключается в доведении инновации до общественного пользования, при этом стимулируя исследовательскую активность университетов. Права на использование инновации передаются на возмездной основе, тем самым обеспечивая частичное самофинансирование научных исследований в университетах. В настоящее время каждый американский университет, занимающийся инновационной деятельностью, имеет в своей организационной структуре центр трансфера технологий (передачей технологий занимаются 200 американских университетов). В центре работают профессионалы из различных областей, позволяющих обеспечить полную цепочку перевода технологии. Научно-исследовательские проекты университетов получают финансовую поддержку от федерального правительства в форме грантов, контрактов, соглашений о совместной деятельности.

Вернемся к ситуации в России. В настоящее время для российских университетов являются актуальными вопросы организации работы центров трансфера технологий. В нашей стране существуют специализированные центры трансфера технологий в сфере энергетики (Центр трансфера технологий Томского политехнического университета, Северо-Западный центр трансфера технологий в Санкт-Петербурге и др.), но таких центров явно должно быть больше. Нам нужно, чтобы при каждом российском университете, занимающимся коммерциализацией научно-технических идей в сфере энергетики существовал свой центр трансфера технологий! Опираясь на более чем двадцатилетний опыт Америки в сфере трансфера технологий, можно выстроить подобную эффективную систему в университетах России. Для этого нужно создать четкую модель, которая будет включать в себя несколько этапов:

- 1) научно – исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- 2) раскрытие (сущность инновации раскрывается сотрудникам центра трансфера технологий);

3) оценка (инновация оценивается экспертами центра трансфера с целью выявления ее потенциала коммерциализации);

4) процесс патентования;

5) сотрудники центра трансфера технологий оформляют портфолио инновации, которое представляют компаниям, способным внедрить ее в производство;

6) лицензирование (например, в американской практике самым распространенным методом трансфера технологий является заключение лицензионного договора. Соглашение лицензирования заключается между университетом и третьей стороной, которая была найдена по итогам маркетинга инновации. Данная форма трансфера используется как в случае, если третьей стороной является существующая компания, так и в случае, если она – start-up компания);

7) коммерциализация (заключение договора лицензирования является началом долгосрочного взаимодействия между центром трансфера технологий и лицензиатом).

Таким образом, внедрение процесса патентования и последующей коммерциализации разработок в их собственных университетах поможет молодым исследователям приобрести уверенность в завтрашнем дне, продвинуть их разработки на рынок, а также привлечь «себе в карман» определенные средства.

Подводя итог данной работе, можно сказать, что в сфере российской энергетики есть почти все условия для ускоренной модернизации за счет использования трансфера технологий, нужно дать дорогу молодым ученым на рынок непосредственно через университеты, создав в каждом из них свой центр коммерциализации технологий и внедрив определенные механизмы патентования и коммерциализации научных исследований.

Библиографический список

1. <http://ras-stc.ru/commerce> – Интернет-ресурс.
2. <http://www.cmvia.ru/articles-ip-techtransferusa.php> – Интернет-ресурс.

*Д.Н. Карпунин, студ.; рук. В.И. Колибаба, д.э.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПЕРЕХОДА НА СИСТЕМУ РЕМОНТА ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

Повышение эффективности энергопроизводства все чаще выходит на первый план, как средство роста конкурентоспособности энергопред-

приятий. Стремление максимизировать прибыль или минимизировать расходы на производство единицы продукции является логичным, в условиях либерализации энергетических рынков. В тоже время проблема повышения экономичности не должна вступать в противоречие с условиями обеспечения надежности работы оборудования.

В частности речь пойдет о ремонте энергооборудования. Совершенствование технического обслуживания и ремонтов оборудования – одна из наиболее насущных задач, от решения которой напрямую зависит стабильность и эффективность работы любого энергогенерирующего предприятия.

С целью повышения эффективности работы энергооборудования повсеместно предлагается перейти с существующей системы планово-предупредительного ремонта к ремонту по техническому состоянию.

Ремонт по техническому состоянию – плановый ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленным в нормативно-технической документации, а объем ремонтных работ и момент их начала определяется техническим состоянием изделия.

Данный вид ремонта позволяет продлить срок службы изношенного оборудования. Это достигается путем обеспечения надежности критичных для деятельности предприятия производственных и технологических процессов. Таким образом, поддержание единицы оборудования в безупречном состоянии, которое предписано ее производителем, не является целью ремонта по техническому состоянию. В связи с этим необходим постоянный и тщательный мониторинг состояния оборудования, в ходе которого диагностика будет играть главную роль в определении необходимости и своевременности проведения ремонта.

Переход на новую систему ремонта потребует дополнительных капитальных вложений по сравнению с системой планово-предупредительного ремонта:

- затраты на приобретение, установку, эксплуатацию и поверку технических и программных средств, для определения состояния деталей и узлов оборудования;
- увеличение стоимости оборудования в связи с его модернизацией.

Целесообразность внедрения системы капитальных ремонтов оборудования по его техническому состоянию сводится к оценке экономической эффективности капитальных вложений на указанные мероприятия [1].

Окупаться данные капитальные вложения будут за счет годового эффекта, обусловленного уменьшением затрат на час работы оборудования. Уменьшение затрат связано с фактическим увеличением межремонтного ресурса [1].

Существует определенные трудности, связанные с переходом на ремонт по техническому состоянию.

1. Стоимость датчиков, которые осуществляют непрерывный мониторинг состояния оборудования, зачастую превышают, либо равняются стоимости небольшого, дешевого оборудования, срок использования которого не велик. Подвергать данное оборудование модернизации не целесообразно. Оборудование, на котором необходимо проводить модернизацию должно быть крупным, дорогостоящим, длительного срока использования (котлы, турбины).

2. Дороговизна приобретения и настройки программного обеспечения, которое считывает показание датчиков установленных на оборудовании.

3. Невозможность, опираясь на ремонт по техническому состоянию, спрогнозировать необходимую смету затрат на ремонт на следующий год, которая в обязательном порядке должна включаться в бизнес план станции. Поэтому планирование осуществляется на основе достижения оборудованием наработки, приближенной к нормативным значениям.

Система планирования на основе ППР не позволяет использовать оборудование эффективней, так как структура ремонтного цикла, а также состав и объемы работ, в основном были разработаны специализированными институтами 20 – 30 лет назад. Основой для таких разработок являлись статистические данные, в соответствии с которыми необходимость постановки оборудования в ремонт определялась выходом из строя 5 % тестируемого оборудования.

Данный подход изначально имел два принципиальных недостатка.

1. Во-первых, не учитывались фактические условия (качество сырья, технологические режимы) работы оборудования.

2. Во-вторых, в системе закладывался значительный, зачастую избыточный «запас прочности».

Существенной проблемой является отклонения фактических показателей по периодичности и объемом работ от значений, определенных в системе ППР. Данные отклонения являются более критичными в условиях дефицита средств на техническое обслуживание и ремонт оборудования, поскольку не позволяют корректно определять приоритеты при выборе объектов и объемов работ.

Соответственно будущее за планированием работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования на основе его технического состояния.

Тем не менее, быстрый переход на такую систему невозможен. Если только не брать во внимание крайний случай функционирования системы ремонта по техническому состоянию – работа на отказ.

В настоящее время полный отказ от существующей системы ППР невозможен, так как на данный момент ремонт по техническому состоянию не стоит рассматривать как самостоятельную систему ремонта. Данный вид ремонта следует рассматривать как придаток к существующей системе ППР. Кроме того, полный отказ от системы ППР невозможен и

по юридическим причинам. В соответствии с нормативными документами, система ППР является основным инструментом по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации оборудования.

Неисполнение соответствующих требований ГТН РФ, а также нормативно-технической документации может повлечь за собой определенные санкции вплоть до остановки производства. А в случае серьезных инцидентов (аварии со смертельным исходом, экологические катастрофы и т.д.) виновные могут быть привлечены к уголовной ответственности.

На практике перечень оборудования, ремонт которого может быть основан только на принципах и стратегиях регламентированного ремонта, крайне узок. Фактически ремонт большей части оборудования неизбежно основан на сочетании (в различных пропорциях) регламентированного ремонта и ремонта по техническому состоянию. В этом случае «каркас» структуры ремонтного цикла определяется совокупностью элементов оборудования, ремонт которых основан на стратегиях регламентированного ремонта или ремонта по наработке. На полученную «жесткую» основу структуры ремонтного цикла накладываются (в «нежестком» варианте) сроки проведения ремонта элементов, обслуживаемых по техническому состоянию [2].

Симбиоз, который они образуют, будет эффективней простой системы ППР, так как постоянный мониторинг состояния оборудования, требуемый для ремонта по техническому состоянию, будет предупреждать о возможных неполадках, что позволит оперативно устранять их еще на начальной стадии возникновения нестандартных ситуаций.

Библиографический список

1. **Ващенко В.** Организационно-экономические проблемы ремонта технологического оборудования по его техническому состоянию / РИСК: ресурсы, информация, снабжение, конкуренция. – 2012. – № 1.

2. **Ящура А.И.** Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: Справочник. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.

*В.А. Смирнова, студ.; рук. О.Е. Иванова, к.э.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ ИННОВАЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Ученые в один голос твердят о необходимости замены традиционных источников энергии альтернативными. К традиционным источникам энергии относятся, так называемые невозобновляемые источники, такие как нефть, природный газ, уголь. В использовании традиционных источников Россия имеет неоспоримое преимущество. Она обладает огромными запасами энергетических ископаемых, что позволяет ей входить в десятку наиболее обеспеченных энергоресурсами государств. Но, как известно, использование традиционных источников энергии постепенно уходит в прошлое. Это связано с несколькими причинами. Во-первых, традиционные источники энергии ограничены и стремительно уменьшаются год за годом. Во-вторых, такие источники при сгорании выделяют в атмосферу углекислый газ, вызывающий парниковый эффект и глобальное потепление, так же вредные выбросы NOx, существенно влияющие на экологию. Определенное преимущество имеют альтернативные источники энергии или, как их еще называют, возобновляемые источники энергии (ВИЭ). К ним относят энергию воды, солнца, ветра. Такие источники являются возобновляемыми, экологически чистыми – выигрывают по всем параметрам.

В последнее время использование ВИЭ стало одной из наиболее быстрорастущих областей экономики. В ведущих странах Евросоюза (ЕС) по оценкам Международного энергетического агентства (МЭА) производство энергии из ВИЭ ежегодно растет на 10 – 20 %.

Согласно данным Евростата, если в 2004 году в ЕС 7,9 % электроэнергии было получено за счет ВИЭ, то в 2011 году этот показатель составил уже 13 %.

По прогнозам Европейского совета по возобновляемой энергетике к 2040 году возобновляемые источники смогут обеспечить 50 % производства энергии в мире. В соответствии с решением Европарламента доля ВИЭ в энергобалансе ЕС в 2020 году должна составить 20 %, в 2040 году – 40 %.

Лидерами в использовании ВИЭ в ЕС являются Норвегия (64,7 %), Швеция (46,8 %), Латвия (33,1 %) и Финляндия (31,8 %).

Одну из ведущих позиций по уровню развития практически всех видов ВИЭ занимает Германия. В 2004 году в Германии был принят специальный закон («EGG») который предусматривает расширение доли ВИЭ в электроэнергетике к 2020 году до 35 %, 2030 году – до 50 %. В 2011 году этот показатель составил 20 %.

Общая мощность гелиоустановок на планете превысила знаковый рубеж 100 ГВт, свидетельствуют данные Европейской ассоциации фотоэлектрической промышленности (EPIA). В 2012 году общая мощность гелиоэнергетических установок выросла на 31 ГВт, в ЕС она достигла 70 ГВт. В Италии солнечные батареи уже обеспечивают примерно 7 % потребляемой электроэнергии, в Германии – 6 %, а в Болгарии, Чехии,

Бельгии и Испании – по 3 %. За 2012 год в Евросоюзе были установлены новые фотоэлектрические преобразователи мощностью 17 ГВт. Около половины этого прироста (8 ГВт) обеспечила Германия. Для сравнения, суммарная мощность европейской ветровой энергетики за этот же период увеличилась на 12 ГВт, а газовых электростанций – на 5 ГВт.

В США в настоящее время на долю ВИЭ приходится 6 % энергопроизводства, а к 2030 году этот показатель должен возрасти до 10 %.

Высокими темпами развивается ВИЭ во второй экономике мира – Китае. Так в соответствии с 12-м пятилетним планом КНР долю ВИЭ в китайском энергобалансе в 2015 году предполагается увеличить до 11,3 %. В 2010 году она составила 8,3 %.

Активно развивают возобновляемую энергетику Бразилия и Мексика. Доля ВИЭ (даже без ГЭС) в производстве электроэнергии в этих странах уже сейчас превышает 4 %.

Не смотря на все преимущества альтернативных источников энергии, в настоящее время в России наблюдается низкий уровень их внедрения. Это обусловлено невероятно дорогими затратами на получение такой энергии. Общие затраты на производство альтернативной энергии часто превышают количество полученной энергии в результате. Решением этой проблемы будет увеличение финансирования НИОКР.

Россия входит в число лидеров по ряду важнейших направлений исследований и разработок, в том числе в таких областях как нанотехнологии, живые системы, охрана окружающей среды, атомная и водородная энергетика, энергосберегающие системы, разработки прикладных программных средств и других.

По абсолютному уровню, в пересчете по паритету покупательной способности, российские затраты на НИОКР находятся примерно на уровне европейских стран: выше уровня Италии, но ниже Великобритании. По данным за 2011 год (или ближайший год, по которому имеются данные по странам) Россия занимает 8-е место в мире. При этом уровень расходов на НИОКР к ВВП (1,1 %) уступает не только показателям стран Европы (в среднем по странам ЕС-27 1,91 % в 2010 г.), но и Австралии (2,24 % в 2008 г.), Новой Зеландии (1,30 % в 2009 г.) и другим странам.

Расходы на НИОКР в России и в абсолютном, и в относительном выражении значительно ниже расходов стран лидеров (США – 2,9 % ВВП, Китая – 1,8 % ВВП, Республики Корея – 3,74 % ВВП, Японии – 3,4 % ВВП) [1].

8 января 2009 года Правительство Российской Федерации утвердило Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года.

В РФ технический ресурс ВИЭ превышает 24 млрд. т у.т., и по этому показателю Россия занимает лидирующую позицию среди стран СНГ.

В 2008 году в структуре производства электроэнергии доля ВИЭ приблизилась к 1 %, а с учетом крупных ГЭС (25 МВт и более) – около 17 %. В теплогенерации с использованием ВИЭ было выработано примерно 3 % суммарного производства тепла. С 2007 года отечественная нормативная база ВИЭ начала активное развитие и к концу 2000-х годов в сфере ВИЭ были сформулированы основные направления государственной политики и установлены следующие целевые показатели:

1. В производстве электроэнергии обеспечить расширение доли ВИЭ (без учета крупных ГЭС) к 2015 году до 2,5 %, к 2020 году – до 4,5 % (с учетом крупных ГЭС – до 19 – 20 %).

2. В секторе теплогенерации к 2020 году увеличить долю ВИЭ до 4,5 %.

В целом вся альтернативная энергетика России в настоящее время дает около 8,5 млрд кВт·ч в год, что составляет менее 1 % от общероссийской выработки. В то же время потенциал ВИЭ более чем в 20 раз превышает ежегодное потребление первичной энергии в стране. На территории России сосредоточено около 22 % всех лесных ресурсов планеты.

В России имеются запасы геотермальной энергии. Около 20 % всех генерирующих мощностей страны сосредоточено на гидроэлектростанциях, работают 102 крупные ГЭС. Россия является пятым в мире крупнейшим производителем гидроэнергии.

Что же касается электростанций на биогазе и биомассе, то станции на биогазе, как правило, используют для получения энергии отходы сельхозпроизводства, на биомассе – отходы деревообработки и лесопереработки. К 2020 году планируется построить объекты, работающие на биомассе мощностью 580 МВт, и объекты, работающие на биогазе мощностью 330 МВт. Как уже было отмечено ранее, необходимо увеличивать финансирование НИОКР, которое, по большому счету, должно идти не от государства, а от бизнеса. К сожалению, в вопросе развития бизнеса Россия занимает далеко не лидирующие позиции. В настоящее время бизнес в России не готов взять на себя такую функцию, как финансирование НИОКР. По мнению вице-президента Российского клуба финансовых директоров, Ивана Андриевского, стоит обратить внимание на то, что в России действительно развито – университеты. Ресурсы университетов: лаборатории, кадровый потенциал могут стать той самой базой, необходимой для технологического рывка. Власти должны предоставить условия для сотрудничества бизнеса и научных университетов, стимулируя такую кооперацию [2].

Библиографический список

1. **Минэкономразвития** России «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года».

2. **Публикация** в ИА «Nord-news» от 08.02.2013.

*Ю.Н. Громова, студ.; рук. А.Ю. Костерин, доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

Энергоменеджментом сегодня называют передовую практику управления бизнесом в жестких конкурентных условиях. Основной целью энергоменеджмента предприятия является надежная и энергоэффективная работа энергетического хозяйства организации. Энергоменеджмент представляет собой эффективную систему управления бизнес-процессами организации исходя из оптимизации топливно-энергетических ресурсов, опираясь на совокупность профессиональных знаний, принципов, форм и средств управления энергосбережением предприятия. Главная задача такого управления – снижение затрат на использование энергетических ресурсов.

Главным преимуществом энергоменеджмента по сравнению с энергоаудитом и энергосервисом является то, что система энергоменеджмента работает непрерывно, в то время как энергоаудит проводится раз в 5 лет. Постоянная работа системы повышает конкурентоспособность и энергоэффективность. Энергоменеджмент становится неотъемлемой частью системы модернизации предприятия.

Внедрение в России стандарта энергетического менеджмента ISO 50001 призвано улучшать энергорезультативность деятельности компаний, обеспечить доступность информации и необходимых ресурсов для достижения целей и задач по энергоэффективности, поддерживать закупки энергоэффективных продуктов и услуг, а также поддерживать национальные и корпоративные проекты по повышению энергорезультативности.

По мнению разработчиков, приведение управленческих стратегий российских компаний в соответствие стандарту ISO 50001 будет способствовать интеграции вопросов обеспечения энергоэффективности в общую концепцию менеджмента организации и повысит прозрачность управления деятельностью компаний.

Стандарт ISO 50001 применим любой организацией независимо от ее размеров и отраслевой принадлежности. Стандарт является универсальным. Его требования являются предписывающими, т.е. определяющими «то, что должно быть сделано, не определяя как это сделать». Метод выполнения его требований организация определяет сама.

Такой гибкий подход требует от организации самой учитывать специфику, связанную с такими аспектами как характер выпускаемой продукции, сложность технологических и бизнес-процессов, компетентность персонала и т.д. В результате у различных организаций могут быть различные способы и пути выполнения требований стандарта.

Последовательность работ по внедрению системы энергоменеджмента (СЭнМ).

Этап 1. Инициирование

Создание рабочей группы, определение ее полномочий и персонального состава; разработка календарного плана-графика работ по внедрению; определение области применения и границ СЭнМ; назначение представителя руководства по энергоменеджменту; выбор организаций, оказывающих консультационные услуги относительно внедрения; определение организационной структуры СЭнМ.

Этап 2. Обучение

Обучение основам энергоменеджмента членов рабочей группы, руководителей структурных подразделений, иных ключевых сотрудников и студентов, которые станут будущими внутренними аудиторами СЭнМ.

Этап 3. Энергопланирование

Проведение энергоанализа, разработка на его основе энергополитики и доведение ее до сведения всех заинтересованных сторон; установление энергетической базовой линии; определение показателей энергоэффективности; определение энергоцелей и задач и их корреляция с показателями; составление программы энергосбережения и планов мероприятий по ее реализации.

Этап 4. Документирование. Разработка и составление необходимой документации.

Этап 5. Функционирование

Введение в действие разработанной документации СЭнМ, опытная эксплуатация и текущий мониторинг результатов внедрения СЭнМ.

Этап 6. Заключительная оценка

Проведение внутренних аудитов СЭнМ или оценочного аудита на соответствие требованиям стандарта ISO 50001 и устранение выявленных несоответствий.

Применение энергоменеджмента в организации – это инновационное решение, которое связано с модернизацией существующего производства и управления на основе использования наилучшей мировой практики в области энергосбережения. Разработка международных, региональных, национальных и профессиональных стандартов в области энергоменеджмента постепенно становится приоритетной.

Библиографический список

1. <http://portal-energo.ru/articles/details/id/533>.
2. <http://rosenergo.info/17.html>.
3. <http://www.e-profaudit.ru/for-the-client/energomenedzhment/>.
4. Хохлявин С.А., Хоробрых С.В., Воробьев А.А., Скляр Д.В. ISO 50001 – глобальный стандарт в области энергоменеджмента // Энергоназор. – 2010. – № 1 (10). – С. 14 – 16.

**Ю.В. Малинская, студ.; рук. В.И. Колибаба, д.э.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)**

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей народного хозяйства. Надежная работа энергетических предприятий является гарантией стабильного развития экономики страны. Бесперебойное и качественное энергоснабжение может достигаться многими факторами: эффективное стратегическое и текущее планирование, четкое следование установленным регламентам по эксплуатации энергетического оборудования, своевременное и качественное проведение ремонтов и т.д. Современные энергетические предприятия оснащаются дорогостоящим и разнообразным оборудованием, автоматизированными системами, роботизированными комплексами. В процессе работы они теряют свои рабочие качества, главным образом из-за износа и разрушения отдельных деталей, поэтому снижается точность, мощность, производительность и другие параметры. Именно поэтому актуальность данной темы обусловлена необходимостью организации правильной эксплуатации, текущего обслуживания, своевременного выполнения необходимого ремонта, а также модернизации оборудования.

Специфика ремонта на энергетических предприятиях, выражающаяся в технической сложности и большом разнообразии оборудования, производстве ремонта на месте его эксплуатации с определенной периодичностью, использовании при ремонтах значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов требует развития специализации и оптимального распределения номенклатуры и объемов ремонтных работ. Развитие ремонта на всех уровнях осуществляется по направлениям:

- улучшения использования существующих производственных мощностей за счет специализации, а также создания новых производственных мощностей с оснащением соответствующим оборудованием;
- создания обменного фонда изделий, узлов и деталей и на этой основе проведение агрегатного ремонта оборудования энергопредприятий;
- восстановления изношенных деталей с одновременным улучшением их эксплуатационных свойств (износостойкость, жаростойкость, жаропрочность и др.) на основе применения новых технологий и материалов.

Нужно отметить, что системы ремонта и технического обслуживания оборудования на отечественных энергетических объектах нуждаются в совершенствовании. В связи с этим необходим поиск путей повышения эффективности организации ремонта и технического обслуживания энер-

гооборудования. Одним из таких путей является создание максимально экономически эффективных ремонтных программ. Ремонтная программа – комплекс ремонтных мероприятий, направленных на поддержание исправного и работоспособного состояния оборудования, достижение нормативных технико-экономических показателей оборудования в среднесрочной перспективе. Программа должна обеспечивать выполнение ключевых показателей эффективности, устанавливаемых для предприятий. Целевая направленность таких программ должна определяться необходимостью решения задач энергосбережения и повышения энергоэффективности энергетического комплекса государства, устойчивого и надежного энергоснабжения населения, социальной сферы и экономики. Для решения указанных проблем программой должно предусматриваться выполнение перечня энергосберегающих мероприятий, включающего в себя:

- новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение энергообъектов, что позволит, помимо улучшения технико-экономических показателей и снижения потерь тепловой и электрической энергии, повысить надежность энергоснабжения потребителей, уменьшить затраты на аварийные и текущие ремонты оборудования;

- проведение энергетических обследований предприятий и организаций, которые позволят выявить места энергопотерь, выработать комплекс мер по энергосбережению и разработать энергетические паспорта на энергооборудование.

Реализация задач ввода новых мощностей и реконструкции энергообъектов должна выполняться с учетом широкого внедрения современного оборудования, материалов и новых энергосберегающих технологий. Котельные установки с коэффициентом полезного действия до 95 %, электродвигатели с частотно-регулируемым приводом, регулирующие шунтирующие реакторы, энергосберегающие лампы и светильники – вот лишь малая часть предлагаемого современного оборудования. Кроме выполнения вышеуказанных мероприятий, в энергоснабжающих организациях целесообразна организация подготовки и повышения квалификации кадров в области энергосбережения.

Более высокая эффективность организации ремонтов и технического обслуживания может достигаться и благодаря должному технологическому надзору за организацией эксплуатации энергооборудования. На каждом энергообъекте должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния, определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции. Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав энерго-

объекта, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию. Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки. Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт энергообъекта. По результатам технического освидетельствования зданий и сооружений устанавливается необходимость проведения технического обследования. Основной задачей технического обследования зданий и сооружений является своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной эксплуатации. Таким образом, надлежащий контроль за техническим обслуживанием энергооборудования и своевременный его ремонт также позволяет повысить эффективность ремонтного обслуживания на предприятиях.

И, наконец, самым важным аспектом в повышении эффективности организации ремонтной деятельности на энергетических предприятиях является планирование. При планировании ремонтных работ составляются ведомости объемов работ, разрабатываются технологические графики и проект организации работ. Большое значение имеют технологические графики. При ремонте несложного оборудования применяются линейные графики, при ремонте же мощного современного энергетического оборудования используются более совершенные сетевые графики. Система сетевого планирования и управления позволяет активно управлять ремонтом: анализировать ход ремонтных работ, обосновывать организационно-технические решения, обеспечивать выполнение работ в плановые сроки и с наименьшими затратами. Применение сетевого планирования особенно эффективно в тех случаях, когда достижение поставленной задачи требует согласованных (координированных) во времени действий многих участников комплекса работ, охвата большого числа разнообразных работ и взаимосвязей их исполнителей, а также учета степени воздействия каждого из них на конечный результат. Эффект, достигаемый за счет применения СПУ, обусловлен в первую очередь внесением строгих логических элементов в формирование плана, позволяющих привлечь для анализа и синтеза планов реализации проектов современной математический аппарат и средства вычислительной техники. Метод СПУ позволяет в любых, даже самых сложных ситуациях, быстро принимать оптимальные решения, выявлять резервы времени и средств на одних участках работы и перебросить их на другие, более напряженные. Важной особенностью систем СПУ является системный подход к вопросам организации управления, согласно которому коллективы исполнителей, принимающих участие в проекте и объединенные общностью поставленной перед ними задачи, рассматриваются как звенья единой сложной организационной системы.

Таким образом, в настоящее время энергетические предприятия оснащаются дорогостоящим и мощным оборудованием, которое в процессе своей работы теряет свои рабочие качества, в основном из-за износа, а вследствие и снижают точность, мощность, производительность и другие параметры. Ремонт и техническое обслуживание такого оборудования на отечественных энергетических объектах, мягко говоря, оставляют желать лучшего. Поэтому справедливо то, что необходимость организации правильной эксплуатации, текущего обслуживания, своевременного выполнения необходимого ремонта, а также модернизации оборудования является актуальным вопросом для энергетической политики страны.

Библиографический список

1. **Методические** указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом. РД 34.20.601-96.
2. **Яшура А.И.** Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: справ. – М: НЦ ЭНАС, 2005.
3. **Рыжкин В.Я.** Тепловые электрические станции: учеб. для вузов. – М: Энергия, 1987.

***Е.В. Шибнева, студ.; рук. В.И. Колибаба, д.э.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)***

ПРОБЛЕМА КОМПЕНСАЦИИ ИЗНОСА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время перед российской энергетикой очень остро встал вопрос износа энергетического оборудования. Средний его возраст на 2012 год составил больше 33 лет. Более 55 % оборудования ТЭС и почти 80 % оборудования ГЭС находятся в эксплуатации уже более тридцати лет [1].

В связи с переходом экономики России к рыночным отношениям темпы роста развития электроэнергетики значительно замедлились. Сократились объемы ввода новых генерирующих мощностей, что привело к значительному износу оборудования. Исследования показывают, что на 2013 год КПД ТЭС в России составляет 36,6 % (для сравнения, в мире этот показатель находится на уровне 39 – 41,5%). В общей сложности к настоящему моменту износ энергетического оборудования составляет порядка 65 – 70 %. При этом износ оборудования все чаще становится причиной аварий на предприятиях отрасли. Возникает риск техногенных катастроф, все больше регионов попадает под угрозу срыва энергоснабжения. По статистике наибольшее число аварий приходится на котельное и турбинное оборудование (42 и 15 % соответственно) [2].

В России выделяют три этапа увеличения сроков службы оборудования: парковый ресурс, индивидуальный ресурс и эксплуатация сверх индивидуального ресурса. Парковый ресурс подразумевает наработку однотипных по материалам, конструкции и условиям эксплуатации элементов оборудования. В данном случае обеспечивается безаварийная работа оборудования при условии соблюдения требований по контролю металла, ремонта и условий эксплуатации. Большая часть оборудования, используемого в России на данный момент, исчерпала свой парковый ресурс. Индивидуальный ресурс – это ресурс конкретного объекта, назначенный и определенный с учетом своих размеров, свойств и условий эксплуатации.

Изначально срок службы оборудования устанавливается заводом-изготовителем. Однако в процессе эксплуатации он может изменяться, что связано со следующими основными факторами:

- режимы использования агрегатов;
- техническое обслуживание оборудования;
- качество проведения текущих, средних и капитальных ремонтов.

Было установлено, что определенная доля дефектов, являющихся причиной значительной части аварийных остановов энергетического оборудования, может быть снижена за счет использования следующих методов:

- выпуск оборудования в блочном исполнении. Укрупненными блоками могут поставляться турбины и котлы, оборудование водоподготовки;
- использование на предприятиях современных методов диагностики;
- использование современных автоматизированных систем управления;
- замена сварные и литых элементов на цельноштампованные конструкции.

Для выявления дефектов на самых ранних стадиях проводятся периодический контроль с выводом из рабочего состояния диагностируемого оборудования, контроль под рабочим напряжением, осуществляется непрерывный автоматический контроль оборудования, а также комплексное диагностическое обследование.

В настоящий момент используется ряд методов неразрушающего контроля, позволяющих оценить техническое состояние энергетических объектов. Среди таких методов выделяют ультразвуковой, оптический, магнитный, электрический, радиоволновой, температурный и другие виды контроля. Все эти методы, имея различный уровень чувствительности, позволяют выявлять различные типы дефектов. С точки зрения опасности дефектов, одним из наиболее перспективных называют метод акустической эмиссии. С его помощью определяется прочность элемента энергооборудования, его близость к разрушению. Данный метод отличается высокой чувствительностью, за счет которой становится возможным наблюдение за динамикой процессов деформации и разрушения. Достоинством метода является также быстрота контроля и небольшое количество подготовительных работ.

Изменение режима работы электростанции сопровождается изменением параметров вспомогательного и основного оборудования. Однако чаще всего последствия, неразрывно влияющие на скорость изменения режимов, возникают в паровой турбине. Турбина представляет собой сложный агрегат, состоящий из множества деталей, имеющих различный срок службы. Этот разброс обусловлен различной длительностью воздействия высоких температур или разного давления. Уменьшение действия негативных факторов можно достигнуть за счет снижения температуры пара, омывающего участки ротора высокого или среднего давления с высокой температурой. Научные исследования и многолетний опыт привели к выводу, что данный метод позволяет увеличить ресурс почти в два раза [2]. Также для продления срока службы турбоагрегатов производится их оснащение автоматизированными системами диагностики. Основное условие повышения надежности работы маневренного оборудования – правильный выбор пусковой схемы. Это позволяет подавать в турбину пар температурой, близкой к температуре металла, что существенно снижает его деформацию.

Положительно сказывается на работе оборудования и предпусковой прогрев оборудования. При помощи специальных технологических или ремонтно-восстановительных операций улучшаются физические свойства металла. Для этого производится периодическое снятие поврежденного верхнего слоя металла, восстановительная термическая обработка деталей. Кроме того, осуществляется ремонт изношенных деталей с использованием современных сварочных технологий и специальных защитных покрытий [3].

Энергетическое оборудование устаревает как физически, так и морально. Устранение морального износа возможно путем модернизации, реконструкции и замены оборудования на новое, более совершенное. Средством модернизации осуществляется увеличение срока службы имеющегося оборудования. Модернизация может производиться как для агрегатов и станции в целом, так и для отдельных устройств. Модернизация комплекса агрегатов может оказаться для предприятия значительно менее затратным мероприятием по сравнению с полной заменой оборудования (зачастую результаты при этом почти не отличаются). Это объясняется тем, что при модернизации основная часть базовых деталей и узлов (наиболее дорогих) остается неизменными.

Продление срока эксплуатации может быть произведено на основании анализа режимов работы оборудования, результатов контроля металлов, учета наработки оборудования, его прочности, учета оценки структурных, механических, жаропрочных и других свойств энергооборудования. Нормативные документы, регламентирующие продление срока службы, строго прописывают мероприятия по ремонту и диагностике. Их

проведение нацелено на повышение надежности работы оборудования электростанций, снижения риска аварий, уменьшения величины недоотпуска электрической энергии и сокращения внеплановых простоев. Финансирование данных работ осуществляется в основном за счет средств, аккумулируемых в ремонтном фонде предприятия.

Однако не смотря на существующие нормативные документы, методы продления срока эксплуатации, износ энергетического оборудования продолжает увеличиваться. Зачастую это связано с проблемой ограниченности и рассредоточения финансовых ресурсов. Именно это, как правило, и ведет за собой достаточно низкие темпы замены изношенного оборудования на энергопредприятиях. Одним из вариантов решения данной проблемы может служить создание специальных организаций по единому управлению и реализации программ по разработке и внедрению нового оборудования и новых технологий в целях развития и перевооружения энергетических предприятий.

В области учета и анализа данных о состоянии энергооборудования, его ремонте и производимых заменах на значительно более высоком уровне по сравнению с Россией находится Германия. На станциях в специальных лабораториях производится контроль металла. В стране существует специальная служба VGB, которая занимается усовершенствованием эксплуатационной надежности оборудования, его готовности, эффективности и энергетической безопасности. Компания оказывает станциям методическую помощь, занимается вопросами технических норм и стандартизации для ТЭС. Для оценки ресурса оборудования применяются современные методы диагностики и технического обслуживания оборудования – RIMAR. На основе проведенного анализа определяются наиболее опасные для работы элементы и узлы, составляется план контроля [3].

Стоит заметить, что продлением сроков эксплуатации энергооборудования не стоит злоупотреблять, ведь это провоцирует значительное отставание отрасли в развитии. Расходы на ремонт и обслуживание при этом также растут, оборудование претерпевает моральный износ. Следовательно, продление ресурса необходимо разумно сочетать с перевооружением станций. Кроме того, следует изначально оценить целесообразность мероприятий по продлению срока эксплуатации с экономической точки зрения.

Библиографический список

1. **Федяков И.В.** Электроэнергетика: износ оборудования как системная проблема отрасли // Академия энергетики. – 2013. – № 1.
2. **Крылов Б.С.** Энергетика требует перемен // Энергетика и промышленность России. – 2013. – № 4 (216) февраль.
3. **Резинских В.Ф.** Продление ресурса ТЭС: скрытые проблемы // ЭнергоРынок. – 2004. – № 10.

*М.В. Цветкова, студ.; рук. Е.С. Ставровский, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В СФЕРЕ ЖКХ

На сегодняшний день повышение энергоэффективности является одной из актуальных проблем для российской экономики. Динамично растущий рынок энергоэффективности в России, предусматривает появление новых возможностей для инвестиций, тем самым открывая новые пути для внедрения инноваций. Однако необходимо четко определить цель развития политики стимулирования инноваций в сфере энергосбережения и энергоэффективности, а также факторы, определяющие данную цель.

Каждая экономически развивающаяся страна в процессе своего развития не задумывается о последствиях нерационального расхода имеющихся ресурсов. А именно это является одним из главных факторов экономического кризиса страны. Известно, что уже на стадии производства одной единицы энергии приходится три единицы первичного энергетического ресурса.

В России вопрос о повышении энергоэффективности является приоритетным. Для повышения уровня и качества жизни населения необходимо развивать, разрабатывать и внедрять более совершенные энергосберегающие технологии и проводить различные программы на всех уровнях.

Рассмотрим некоторые из них:

- На уровне государства: ужесточение требований к техническим товарам, потребляющим энергию (компьютеры, бытовая и офисная техника и т.д.). Например, постепенно выводятся из обращения лампы накаливания. С 1 января 2011 года мощность продаваемых таких электроламп не должна быть не более 100 Вт, а с 2013 года – 75 Вт, и уже в 2014 году – 25 Вт. (п. 8, ст. 10 ФЗ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» от 23 ноября 2009 года).

- На уровне региона: самостоятельная разработка программ повышения энергоэффективности. Примером может служить Москва, где уже действует городская программа повышения энергоэффективности «Энергосберегающее домостроение в Москве на 2010 – 2014 гг. и на перспективу до 2020 года». Данная программа нацелена на строительство жилья повышенной энергоэффективности в Москве – 30,5 миллиона кв. м с 2010 по 2020 год.

- Ресурсоснабжающие компании: раз в год должны разрабатывать и предлагать потребителям свою программу повышения энергоэффективности.

- Соответственно на уровне потребителей – ответственное отношение к используемым ресурсам.

Внедрение новых энергосберегающих технологий в экономике России продвигается крайне медленно. Несмотря на кризис многие предприятия не торопятся заниматься сокращением энергетических затрат и издержек с целью уменьшения себестоимости продукции. Изменить данную ситуацию поможет только реализация в установленные сроки конкретных проектов. Так, например повышение энергоэффективности в сфере ЖКХ сделает эту отрасль не только более современной, но и позволит уменьшить расходы населения на коммунальные услуги, а также повысит удобство и комфортабельность жилья. В Ивановской области Департамент ЖКХ разрабатывает и внедряет многочисленные программы по снижению потребления энергии и улучшению жилищных условий. Одна из программ предусматривает внедрение системы приборного учета энергоресурсов, что должно послужить основой для выравнивания позиций муниципалитетов по уровню и динамике значений показателей энергосбережения и энергетической эффективности.

С 2009 года на территории Ивановского региона эффективно реализуется региональная адресная программа, предусматривающая поэтапный переход на отпуск коммунальных ресурсов потребителям в соответствии с показаниями общедомовых приборов учета. В рамках данной программы в 2012 году осуществлено финансирование установки более 600 общедомовых приборов учета на сумму 52 млн рублей (248 – холодное водоснабжение, 53 – горячее водоснабжение, 186 – теплоснабжение, 137 – электроснабжение).

С июля 2012 года начата реализация подпрограммы «Вывод из эксплуатации нерентабельных источников теплоснабжения» региональной программы по энергосбережению, в рамках которой обеспечено финансирование работ по выводу из эксплуатации нерентабельных котельных. Реализация данных мероприятий позволила отказаться от дальнейшей эксплуатации морально и физически устаревшего теплогенерирующего оборудования. Ежегодный экономический эффект составит более 8 млн рублей (только за счет сокращения расходов по субсидированию выведенных из эксплуатации источников теплоснабжения). Финансовое обеспечение программных мероприятий на 2012 год было определено в размере 12,8 млн руб.

Также продолжается использование механизма оказания на возвратной основе финансовой поддержки собственникам жилых помещений многоквартирных домов по переводу их на индивидуальное газовое отопление. Реализация данных мероприятий позволила потребителям существенно сократить расходы на отопление и горячее водоснабжение.

В рамках подпрограммы «Обеспечение функционирования систем жизнеобеспечения» региональной программы по энергосбережению органам местного самоуправления муниципальных образований Ивановской области предоставляются субсидии из областного бюджета на приобретение материальных ресурсов для проведения работ по замене ветхих инженерных сетей и отработавшего свой нормативный срок службы оборудования на объектах коммунальной инфраструктуры. Необходимым условием подпрограммы является обеспечение выполнения работ собственными производственными и человеческими ресурсами организаций, эксплуатирующих соответствующие объекты, без включения затрат, понесенных в результате проведенных работ в тарифные решения.

На реализацию вышеуказанной подпрограммы из областного бюджета выделено 29,7 млн руб. Выполнение указанных мероприятий позволило максимально сократить степень износа объектов жизнеобеспечения, значительно снизить потери коммунальных ресурсов и без привлечения внебюджетных источников внедрить современные энергосберегающие технологии.

В конечном итоге, проводимая в последнее время на региональном уровне координационная работа по энергосбережению в коммунальной сфере при взаимодействии с муниципалитетами уже позволила снизить бюджетное субсидирование за счет более рационального использования потребляемых ресурсов.

В 2012 году была продолжена реализация подпрограммы «Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры» долгосрочной целевой программы Ивановской области «Жилище» на 2011 – 2015 годы. Результаты реализации программы позволяют увеличить надежность работы теплоисточников, максимально сократить их износ и существенно снизить потребление ими первичных энергоресурсов. Модернизация объектов проводится посредством технического перевооружения существующих теплоисточников с заменой основного и вспомогательного оборудования.

Общий объем финансирования подпрограммы за счет всех источников в 2012 году составил 15,26 млн руб., в том числе:

- бюджетные средства – 5,86 млн руб.,
 - в том числе средства областного бюджета – 5,8 млн руб.
 - средства бюджетов муниципальных образований – 0,06 млн руб.;
- средства внебюджетных источников – 9,4 млн. руб.

Внедрение энергосберегающих программ на уровне коммунальных хозяйств вызывает не только экономию денежных средств, но и ведет к повышению эффективного использования имеющихся у страны первичных ресурсов, и как следствие, к повышению эффективности экономики России в целом.

*П.С. Хазов, студ. (ИГЭУ, г. Иваново);
рук. А.Е. Зарянкин, д.т.н., проф. (МЭИ, г. Москва),
Е.Ю. Григорьев, ст. преп. (ИГЭУ, г. Иваново)*

КОЛЬЦЕВЫЕ ДИФFUЗОРЫ С НИЗКИМ УРОВНЕМ ВИБРАЦИИ И ВЫСОКИМ АЭРОДИНАМИЧЕСКИМ СОВЕРШЕНСТВОМ ДЛЯ ВЫХЛОПНЫХ ПАТРУБКОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Повышение показателей эффективности энергетического оборудования является актуальной задачей не только при модернизации действующих установок, но и при создании нового оборудования. Одним из ключевых вопросов при проектировании и эксплуатации энергооборудования является обеспечение его надежной работы. Решение указанных задач зачастую является взаимосвязанным. Во многих случаях, воздействуя на характер течения в проточных частях различных установок с целью повышения их экономичности сопровождается и повышением показателей надежности, в связи со снижением динамических нагрузок, действующих со стороны потока на стенки соответствующих каналов.

Рассматривая проблему повышения экономичности тепловых и атомных энергоблоков, следует отметить, что эта проблема может быть решена как за счет повышения экономичности основного и вспомогательного оборудования указанных установок, так и за счет совершенствования их тепловых схем с целью повышения термодинамического КПД соответствующих циклов.

Однако при всей актуальности обозначенной проблемы, ее даже частичное решение в части дальнейшего повышения экономичности паровых и газовых турбин представляет исключительно сложную задачу, так как традиционные пути повышения экономичности и надежности проточных частей мощных энергетических газовых и паровых турбин практически себя исчерпали.

Действительно, если рассматривать мощные энергетические газовые турбины, то КПД их проточных частей достигает 91 – 92 %, что вплотную приблизило указанные значения к теоретически возможным величинам.

В этой связи наиболее перспективными, с точки зрения повышения внутреннего относительного КПД турбины, являются работы, связанные со снижением безвозвратных потерь кинетической энергии потока рабочих тел, покидающих последние ступени этих турбин [1].

В газовых турбинах величина указанных потерь достигает 7 – 8 % от полезной мощности газотурбинной установки (ГТУ). Так, например, в ГТУ V94.3A фирмы «Siemens» при расходе газа через последнюю ступень турбины равном $G = 634$ кг/с и осевой скорости $C_{2z} = 250$ м/с

($M_z = 0,3$), эквивалентная мощность уходящего потока достигает 18 МВт (9 % от полезной мощности ГТУ).

Все турбостроительные фирмы мира проблеме снижения указанных потерь энергии уделяют особое внимание, пытаясь использовать кинетическую энергию уходящего потока на создание за последней ступенью высокого диффузорного эффекта.

В результате использования развитых кольцевых диффузоров в газовых турбинах удалось преобразовать в потенциальную энергию до 50 % кинетической энергии потока, покидающего последние ступени этих турбин. Однако, одновременно возникли серьезные проблемы, связанные с обеспечением вибрационной надежности диффузоров, связанной с очень большими амплитудами пульсаций давления в их проточных частях.

Как следствие пришлось существенно ограничивать значения углов раскрытия их проточных частей, что привело к чрезмерному увеличению осевых длин этих устройств при сохранении высоких степеней расширения, а при сохранении осевых размеров к уменьшению степеней расширения и существенному снижению экономичности.

Как свидетельствуют данные приведенные в [2] в большинстве случаев на газовых турбинах при сохранении разумной длины кольцевого диффузора с прямолинейными образующими не удается выполнить выхлопные патрубки с большими степенями расширения n . Как правило, указанный параметр редко превышает 2, что сдерживает возможности для повышения аэродинамической эффективности данных отсеков и всей ГТУ в целом.

Предлагаемые пути повышения вибрационной надежности диффузоров [3]: внутреннее оребрение (рис. 1), перфорированные экраны (рис. 2); позволяют применять в системе выхлопа газовых турбин широкоугольные кольцевые диффузоры с увеличенными углом раскрытия до $\beta_1 = 15^\circ$ и степенью расширения до $n = 4$.

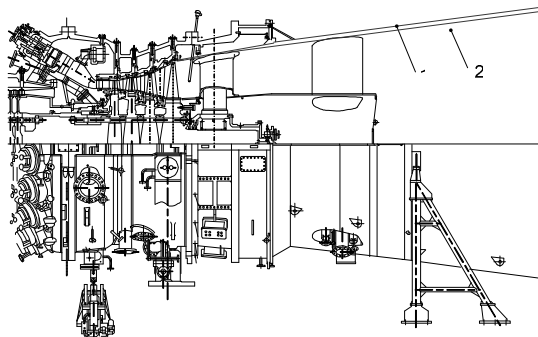


Рис. 1. Газовая турбина Mitsubishi M701F4 с новым кольцевым диффузором с системой внутреннего оребрения (а) (условно показано одно ребро) и изометрия нового диффузора (б)

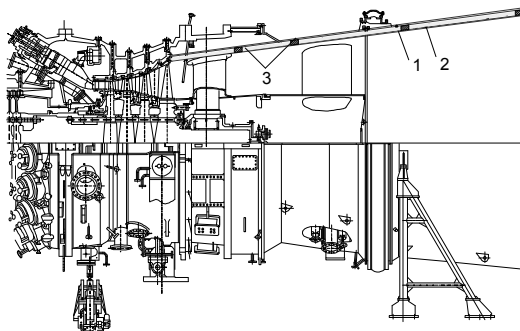


Рис. 2. Газовая турбина Mitsubishi M701F4 с новым кольцевым диффузором с внутренним экраном (а) и изометрия нового диффузора (б)

Подобное решение позволяет значительно уменьшить сопротивление выхлопного патрубка, снизить виброхарактеристики до уровня семиградусного диффузора со степенью расширения $n = 2$. Кроме того, при модернизации действующих ГТУ, в системах отвода рабочего тела, в которых применяются диффузоры с углом раскрытия $\beta_1 = 7^\circ$ и степенью расширения $n = 2$, переход к использованию нового диффузора с $\beta_1 = 15^\circ$ и $n = 4$ не ведет к увеличению габаритов всей ГТУ, это обстоятельство немаловажно при стыковке турбины с другими системами и оборудованием, например, котлом-утилизатором в случае работы ГТУ в составе блока парогазовой установки.

Места реализации это тепловые станции, где используются газовые турбины (практически все новые станции), так же газоперекачивающие станции, где газовые турбины используются в качестве двигателя для привода нагнетателя природного газа, а это практически большинство станций.

Экономический эффект от прироста мощности при установке нового диффузора оценивается ЧДД 203 млн. руб. при сроке жизни проекта 15 лет и сроком окупаемости 0,6 года.

НИОКР выполняется при поддержке «Программы развития студенческого самоуправления» ИГЭУ и «Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (программа «УМНИК»).

Библиографический список

1. Дейч М.Е., Зарянкин А.Е. Газодинамика диффузоров и выхлопных патрубков турбомашин. – М.: Энергия, 1970.
2. Черников В.А. Повышение эффективности входных трактов, ступеней и выходных диффузоров стационарных газовых турбин для комбинированных газопаровых установок // Докт. дисс. – СПб.: 2013.
3. Зарянкин А.Е., Носков В.В., Григорьев Е.Ю. Новые методы стабилизации течения в плоских, конических, кольцевых диффузорных каналах турбомашин // Вестник ИГЭУ. – 2012. – № 5. – С. 5 – 9.

*А.С. Кремлев, студ.; рук. Л.Д. Яблоков, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ МАЛОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНЫХ В МИНИ-ТЭЦ

Анализ современных тенденций в энергетике указывает на переход от централизованной к распределенной мини-микрогенерации, максимально приближенной к окончательному потребителю, как на общемировую тенденцию [1]. Очень привлекательной с экономической и экологической точки зрения выглядит схема когенерации, т.е. одновременной выработки тепла, электроэнергии (а иногда еще и холода). В России дополнительными аргументами в пользу внедрения технологии когенерации на существующих котельных служит то обстоятельство, что в условиях спада производства большинство паровых отопительных и пароводогрейных промышленных и промышленно отопительных котельных не используют полностью установленные мощности. Номинальные параметры свежего пара на этих котельных $P_0 = 1,4; 2,4; 4$ МПа. В этих условиях, логично превращение существующих котельных в ТЭЦ малой мощности.

Мини ТЭЦ могут базироваться на котельных небольшой мощности, что особенно важно для городов с численностью населения до 100 тыс. человек. Достаточно эффективной технологией преобразования таких котельных в мини ТЭЦ являются паровые турбины. До 80 % в этих котельных установлены котлы ЗАО ПО «Бийскэнергомаш» производительностью от 2,5 до 25 т/ч. помимо этого в странах СНГ находится достаточно большое количество котлов этой марки.

По оценкам специалистов в России около 100 000 котельных общей установленной мощности (тепловой) в паре и воде более 200 000 Гкал/час. В котельных можно осуществить турбопривод энергоемких механизмов и автономных электрогенераторных установок с помощью небольших энергетических установок.

В [2] дан подробный обзор турбин малой мощности для автономных энергоисточников. Развитие распределенной электрической системы, состоящей из множества преимущественно мелких источников, находящихся непосредственно у потребителей, обеспечит дополнение и резервирование системы централизованного энергоснабжения. При этом потребитель, обладающий собственным источником энергии (мини ТЭЦ на базе собственной котельной), во-первых, получает ее по себестоимости, которая в разы ниже имеющихся тарифов, во-вторых повышает надежность энергоснабжения, в-третьих, может получить дополнительные выгоды от продажи электроэнергии; в-четвертых, снижает пиковые на-

грузки на ТЭС, что приведет к увеличению срока службы оборудования ТЭС; в-пятых, может максимально использовать недорогое местное топливо.

Предлагается использовать новые турбины малой мощности для модернизации котельных.

Отличительными особенностями предлагаемых турбин, от производимых в РФ и за рубежом, являются:

1) возможность работы без развитой системы маслоснабжения, подшипники смазываются консистентной смазкой, отсутствует система охлаждения масла;

2) отсутствие редуктора между турбиной и приводимым агрегатом;

3) отсутствие развитой системы уплотнения корпуса турбины;

4) компактность установки.

Данные турбины отличаются оригинальностью конструкции от традиционных паровых турбин с осевым потоком пара. Ротор турбины представляет собой беличье колесо с соплами ступеней, расположенными сверху и снизу колеса. Внутренний относительный КПД этих турбин составляет 0.6 – 0.7.

Так же турбины могут использоваться в тепловых схемах ТЭС и АЭС в качестве привода для вспомогательного оборудования.

Объем рынка ТЭС при стоимости турбопривода 400 \$ США за кВт установленной мощности, составляет 2.8 миллиарда \$ США.

Объем рынка АЭС соответственно составляет 400 миллионов \$ США.

Объем рынка промпредприятий составляет 16 миллиардов \$ США.

Библиографический список

1. Левин Б.И., Степина Е.М. // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 6.
2. Неуймин В.М., Усачев, И.П., Пономарев С.Б. Турбины малой мощности для сетевых насосов и автономных энергоисточников // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 3. – С. 14 – 16.

*Е.О. Коробова, студ.; Г.Г. Орлов, к.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КАК СПОСОБ ПРОХОЖДЕНИЯ ПИКОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ТЭС И ВЭС

Суточный график электрических нагрузок (рис. 1) является переменным, что приводит к колебаниям значения КПД ТЭС. Одним из способов устранить этот недостаток и повысить эффективность ТЭС является создание комплекса, состоящего из ТЭС и гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС). Комплекс ТЭС – ГАЭС позволяет за счет перекачки воды из нижнего бьефа в верхний повысить уровень воды перед плотиной ГАЭС и сработать его в периоды пиковой суточной нагрузки.

Этот способ применим также и для комплексов из ветроэнергетических станций (ВЭС) и ГАЭС или ГЭС. В периоды штилей и энергетических затиший, когда скорость ветра меньше минимальной, а также во время прохождения максимума электрической нагрузки, покрытие ее графика обеспечивается агрегатами ГЭС или ГАЭС, выполняющими роль дублирующей мощности и включенными на общие шины комплекса ВЭС – ГАЭС (ГЭС).

Например, институт Ленгидропроект спроектировал энергокомплекс ГЭС – ВЭС на о. Беринга (Камчатская область) включая ВЭС из 6 агрегатов по 100 кВт и ГЭС на р. Кислая с 2 агрегатами по 300 кВт, а также разработал технико-экономическое обоснование по использованию ветровых парков в составе Амгуэмской ГЭС на Чукотке.

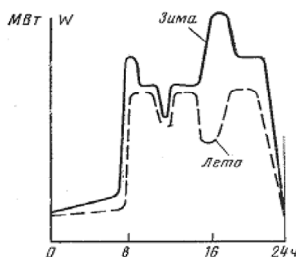


Рис. 1. Суточный график электрических нагрузок

Создание комплекса ВЭС – Амгуэмская ГЭС позволяет существенно уменьшить территорию водохранилища для ГЭС и сохранить прилегающие к этой территории поселки и угодья [1].

Недостатком комплексов ТЭС – ГАЭС и ВЭС – ГАЭС является подтопление земель водохранилищем ГАЭС.

Другой способ повышения экономичности ТЭС и ВЭС при сниженной электрической нагрузке (рис. 2), но при избытке ветровой энергии, является способ получения водорода за счет электролиза воды (рис. 2).

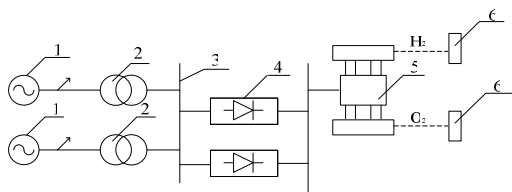


Рис. 2. Принципиальная схема получения водорода на ТЭС и ВЭС: 1 – генераторы ТЭС или ВЭС; 2 – трансформаторы; 3 – шины электростанции; 4 – выпрямительный блок; 5 – электролизерная установка; 6 – ресиверы для водорода и кислорода

Полученные на ТЭС или ВЭС водород и кислород в периоды провала электрических нагрузок, можно использовать для сжигания в топке котла ТЭС или камере сгорания ГТУ как обычное газовое топливо и получать дополнительную энергию в периоды пиков электрической нагрузки. Однако КПД преобразования химической энергии водорода в электроэнергию при его сжигании на ТЭС в этом случае оказывается относительно невысоким и не превысит 38 %.

Более выгодным и экономичным способом является использование водорода в топливных элементах.

Топливные элементы – это электрохимические устройства, которые могут иметь очень высокий коэффициент преобразования химической энергии в электрическую, достигающий 80 %. То есть, топливными элементами называются устройства, в которых химическая энергия окисления топлива превращается непосредственно в электрическую.

КПД, определенный по теплоте химической реакции, может достигать и 100 % из-за того, что в работу может превращаться и теплота окружающей среды. Здесь, тем не менее, нет никакого противоречия с ограничениями на КПД тепловых машин, поскольку топливные элементы не работают по замкнутому циклу и реагирующие вещества не возвращаются в начальное состояние.

Существует несколько типов топливных элементов: твердооксидные, с протонообменными мембранами, обратимые, фосфорнокислые, щелочные.

Новым типом топливных элементов, способных работать на водороде и кислороде при нормальных температуре и давлении, являются элементы с ионообменными мембранами. В этих элементах вместо жидкого электролита между электродами располагается полимерная мембрана, через которую свободно проходят ионы. В таких элементах наряду с кислородом может использоваться воздух. Образующаяся при работе элемента вода не растворяет твердый электролит и может быть легко удалена (рис. 3).

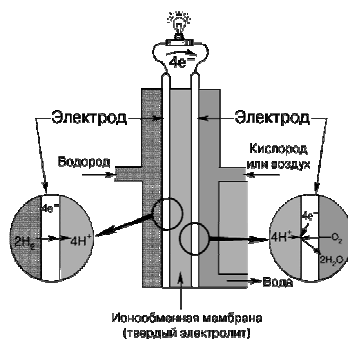
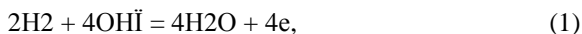


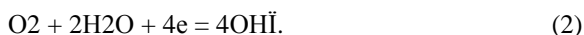
Рис. 3. Топливный элемент с ионообменной мембраной

Как и гальванический элемент, топливный элемент состоит из анода и катода. К аноду подается топливо (восстановитель) в данном случае водород, к катоду – окислитель, обычно чистый кислород или кислород воздуха. Между электродами находится электролит. Для водородно-кислородного топливного элемента – раствор щелочи.

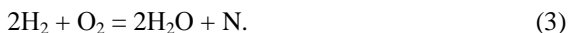
На аноде идет реакция окисления водорода:



а на катоде восстановление кислорода:



Движение электронов от анода к катоду через внешнюю цепь приводит к генерации постоянного тока на нагрузке (рис. 3), а в топливном элементе происходит суммирование реакций (1) и (2):



Химическая энергия реакции (3) непосредственно превращается в электрическую ($N = N_{\text{эл}}$).

Отличием топливного элемента от гальванического элемента является то, что восстановитель и окислитель не заложены заранее в элемент, а непрерывно подводятся к электродам в процессе работы. В связи с этим электроды элемента в процессе работы не изменяются, и топливный элемент в принципе может работать непрерывно, пока подводятся реагенты и выводятся продукты реакции, в то время как гальванические элементы могут работать ограниченное время, определенное запасом активных реагентов. В качестве топлива в топливном элементе наряду с водородом можно использовать гидразин (N_2H_4), метанол (CH_3OH) и некоторые углеводороды.

Работа топливного элемента во многом зависит от используемых электродов. Ускорить реакции в топливном элементе можно только за счет электродов, которые должны обладать высокими каталитическими свойствами. Электроды должны обладать высокой электронной проводимостью, способностью адсорбировать и в то же время активировать газ. Материалом для таких электродов могут служить специально обработанные никель, кобальт, металлы группы платины, угли с сильно развитой поверхностью, на которую наносят катализаторы, мелкодисперсные порошки платины, родия и т.п.

Эффективность системы электролизер-топливный элемент можно оценить отношением мощности, затрачиваемой на электролизер $N_{\text{эл}}$, к мощности, которую можно снять с батареи топливных элементов $N_{\text{т.эл}}$.

Предположим, что электролизер состоит из 180 ячеек, на которые подается электрический ток силой $I = 10000$ А и напряжением $U = 385$ В,

следовательно, потребляемая электролизером мощность составит $N_{эл.} = 3850$ кВт. Такой электролизер способен произвести в час порядка 798 м^3 водорода и 400 м^3 кислорода.

Зная плотность кислорода $\rho = 1,4285 \text{ кг/м}^3$, его атомный вес и валентность, легко определяется секундный расход кислорода, поступающего в батарею топливного элемента ($M_{O_2} = 158,77 \text{ г/с}$) и расход кислорода в г-экв/с ($m_{O_2} = 19,846 \text{ г-экв/с}$).

Опыты с первыми кислородно-водородными топливными элементами показали, что их КПД составлял $\eta_{т.эл.} = 0,6$, а ЭДС $E = 1,23 \text{ В}$. Тогда мощность, которую можно получить на клеммах батареи топливных элементов будет равна:

$$N_{т.эл.} = \eta_{т.эл.} \cdot m_{O_2} \cdot E \cdot F, \quad (4)$$

где F – число Фарадея $F = 96500 \text{ кг/(г-экв)}$;

$$N_{т.эл.} = 0,6 \cdot 19,846 \cdot 1,23 \cdot 96500 \cdot 10^{-3} = 1413,3 \text{ кВт.}$$

Эффективность системы электролизер-топливный элемент в рассматриваемом случае будет равна:

$$\eta_{\phi} = N_{т.эл.}/N_{эл.} = 1413,3/3850 = 0,3671.$$

Коэффициент возврата энергии существенно зависит от КПД топливного элемента. В случае если КПД топливного элемента равен $\eta = 0,8$, то коэффициент возврата энергии $\eta_{\phi} = 0,4894$.

Достоинством топливных элементов является то, что они легки, имеют небольшие размеры, производят меньше шума, меньше нагреваются, более эффективны с точки зрения потребления топлива по сравнению с традиционными установками получения электрической энергии.

Библиографический список

1. Васильев Ю.С. Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. / Издательство Ленинградского университета. – Л.: 1991. – С. 343.

*А.Ф. Тарасова, А.Е. Иванова, студенты;
рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РЕАКТОРЫ МАЛОЙ МОЩНОСТИ – ИННОВАЦИОННЫЙ ПУТЬ РАЗВИТИЯ

Прогнозируемый в перспективе значительный рост мировых потребностей в энергии сопровождается истощением дешевых ресурсов уг-

леводородного топлива и достижением опасных пределов загрязнения атмосферы продуктами горения химических топлив. Это вызывает необходимость развития атомной промышленности и альтернативных источников электроэнергии.

Кроме того, значительная часть территории России относится к регионам Севера и Дальнего Востока, занимающим более 60 % ее общей площади. В основном осуществляется децентрализованное энергоснабжение потребителей, а отдельные локальные потребности в электрической и тепловой энергии не превышают 100 – 250 МВт. В целях решения данной проблемы возникает необходимость использования инновационных ядерных технологий и разработки проектов энергоблоков атомных станций с реакторами малой мощности (АСММ).

Основные решаемые проблемы:

- обеспечение энергетической безопасности удаленных труднодоступных территорий РФ, энергоснабжение населенных пунктов и объектов промышленности стратегического значения;
- сокращение объемов северного завоза органического топлива;
- повышение качества жизни населения и создание условий для социально-экономического развития удаленных регионов;
- создание новых рабочих мест.

В течение последних десятилетий были выполнены многочисленные проектные проработки АСММ, а также проведены технико-экономические исследования по определению роли и масштабов использования АСММ в зоне Севера. Имеются также достаточно многочисленные инженерные предложения и концептуальные проработки ядерных реакторов для атомных станций малой мощности, в том числе КЛТ-40С, АБВ-6М, БРЕСТ-300, ВБЭР-300, СВБР-100, УНИТЕРМ и др.

Первым представим концепцию быстрого реактора со свинцово-висмутовым теплоносителем СВБР-100.

Данный реактор, имея избыток нейтронов деления, как и в любом БР, позволяет конвертировать ^{238}U в ^{239}Pu с коэффициентом воспроизводства $K_B > 1$. Использование в СВБР-100 в качестве теплоносителя эвтектики свинец-висмут не требует высокого давления в первом контуре. Свойства теплоносителя и топлива позволяют работать при малом и стабильном запасе реактивности, исключить аварии с неконтролируемым ростом мощности, разрушением топлива и выбросом радиоактивности.

Основные отличительные особенности РУ СВБР-100:

- реактор на быстрых нейтронах в модульном исполнении;
- интегральная компоновка первого контура;
- возможность использования различных видов ядерного топлива;

- длительная работа без перегрузки топлива (от 7 до 15 лет);
- возможность работы в замкнутом ядерном топливном цикле;
- возможность многоцелевого применения – производство электрической и тепловой энергии, опреснение, использование в составе энерго-технологических комплексов.

Технические характеристики:

- мощность тепловая (номинальная) – 280 МВт;
- электрическая мощность (брутто) – 101,5 МВт;
- паропроизводительность – 580 т/ч;
- давление генерируемого пара – 9,2 МПа;
- температура генерируемого пара – 400 °С;
- температура теплоносителя, вх./вых. – 345/495 °С;
- топливо (тип/обогащение) – $\text{UO}_2/16,5\%$.

Ожидаемая экономическая конкурентоспособность реакторной установки типа СВБР-100 обеспечивается за счет упрощения конструкции реактора и систем безопасности АЭС, высокой эффективности использования ядерного топлива и производимого тепла. Высокая теплоемкость свинцового контура и большой температурный запас до кипения теплоносителя ($> 1200\text{ °C}$) исключают паровой взрыв. Исключение в реакторной установке СВБР-100 опасных для населения и окружающей среды аварий не за счет создания дорогостоящих инженерных средств и систем защиты, а благодаря сочетанию внутренне присущих реактору свойств безопасности позволит гармонизировать проблему безопасности с экономичностью.

Следующим представим реактор КЛТ-40С. В основу решения РУ положен опыт проектирования и многолетней эксплуатации в тяжелых ледовых условиях Севера российских атомных судов с аналогичными установками. Учен отечественный и международный опыт и тенденции повышения безопасности ядерных энергетических установок.

Основные технические характеристики РУ КЛТ-40С:

- тип установки – блочная с водо-водяным реактором корпусного типа;
- тепловая мощность реактора – до 180 МВт;
- циркуляция теплоносителя первого контура – принудительная (в режиме аварийного расхолаживания используется естественная циркуляция);
- температура пара – до 300 °С;
- давление пара – до 4 МПа;
- максимальная паропроизводительность – до 260 т/час.

Основное оборудование аналогичных РУ имеет наработку до 140 тыс. часов.

В настоящее время в России разработан проект АТЭС на базе плавучего энергоблока с РУ КЛТ-40С. На ПЭБ установлены две РУ. На базе проектов плавучих энергоблоков с РУ КЛТ-40С разработан ряд концептуальных проектов энергоопреснительных комплексов двойного назначения – для получения электроэнергии и пресной воды. Высокая надежность КЛТ-40С достигнута за счет компоновки основного оборудования, в которой реактор, парогенераторы и насосы первого контура объединены в компактный парогенерирующий блок. Герметичность первого контура обеспечена применением только сварных соединений оборудования и трубопроводов. Компоновочное решение по биологической защите гарантирует непревышение регламентированных уровней излучения, безопасность персонала и населения, а также отсутствие влияния на окружающую среду. В качестве материалов биологической защиты использованы простейшие и доступные компоненты: сталь, бетон и вода. Конструктивно защита выполнена в виде бака металло-водной защиты, съемных блоков сухой защиты и периферийной защиты на стенках защитной оболочки. Защитная оболочка – герметичная конструкция, внутри которой расположены реактор, все оборудование и трубопроводы с радиоактивным теплоносителем, рассчитанное на давление, возникающее при разгерметизации первого контура. С внешней стороны защитная оболочка окружена защитным ограждением, которое, совместно с судовыми корпусными конструкциями, обеспечивает защиту от внешних воздействий.

Минимальное влияние на экосистему при строительстве и экологическая чистота при эксплуатации, а также высокая конкурентоспособность по технико-экономическим показателям с альтернативными источниками сравнимой мощности – важные аргументы в пользу реализации проекта КЛТ-40.

Следующим представим реактор АБВ-6М. АБВ-6М – водо-водяной реактор интегрального типа с естественной циркуляцией теплоносителя первого контура и со встроенной парогазовой системой компенсации. Основное оборудование АБВ-6М скомпоновано на баке металло-водной защиты в единый парогенерирующий блок.

Обогащение топлива составляет менее 20 %. Перегрузка реактора требуется раз в 12 лет. Надежность принятых технических решений подтверждена опытом эксплуатации транспортных установок.

Реакторная установка АБВ-6М при использовании в качестве топлива диоксида урана, пленок диборида циркония и твэлов с естественными долями изотопов гадолиния, в основном в центральной зоне реактора, имеет следующие параметры топливного цикла:

– кампания реактора составляет 2450 суток (коэффициент использования мощности 0,8);

– максимальный запас реактивности в рабочем состоянии требующий компенсации ОР СУЗ равняется 3 %;

– коэффициент неравномерности мощности кассет по кампании реактора не превышает 1,4.

В настоящее время разработан проект АТЭС на базе плавучего энергоблока с РУ АБВ-6М. Технические решения, положенные в основу проекта, обеспечивают высокий уровень экологической безопасности станции в течение всего эксплуатационного периода.

Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с гелиевым теплоносителем МГР-100 предназначен для электро- и теплоснабжения, а также может использоваться для снабжения высокотемпературным теплом таких производств как металлургия, нефтехимия, производство водорода и др. Высокая температура гелия на выходе из реактора (до 1000 °С) позволяет использовать высокоэкономичный замкнутый газотурбинный цикл (с электрическим КПД до 47 %).

Реактор имеет модульную конструкцию с применением пассивных средств безопасности, что обеспечивает высокую степень надежности и безопасности реакторной установки.

Основные характеристики МГР-100:

– тепловая мощность – 215 МВт;

– давление на входе в реактор – 4,9 МПа;

– температура на входе/выходе – 558/850 (950) °С;

– замедлитель – графит;

– обогащение топлива – до 20 %.

Внедрение объектов малой ядерной энергетики промышленного производства – АСММ – целесообразно. Оно затрагивает интересы субъектов многих отраслей народного хозяйства, государственных структур. К ним относятся хозяйственные инфраструктуры средних и малых городов и поселков, объекты связи различного назначения, береговые объекты водных коммуникаций, объекты разведки и добычи ископаемых, объекты транспорта, лесопромышленности и сельского хозяйства и др.

Анализ проектов и разработок показывает реальность создания АТЭС (плавучей или наземной), конкурентоспособной станциям на органическом топливе при достижении высокой внутренней безопасности, увеличении срока службы, времени между перегрузками топлива, уровня заводской готовности блока, снижения численности персонала, затрат на снятие с эксплуатации.

*А.Р. Крылов, Н.А. Хан, студенты;
рук. С.Г. Андрианов, к.т.н., проф.; А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОЛУЧЕНИЕ ПИКОВОЙ МОЩНОСТИ НА АЭС С ВВЭР ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ДЛЯ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА

Все атомные станции в основном работают в базисном режиме, но вынуждены участвовать в регулировании суточного и недельного графиков электрических нагрузок энергосистемы. Реакторы типа ВВЭР большую часть того времени, когда их эксплуатация проходит в переменном режиме, могут успешно участвовать в регулировании электронагрузок в пределах не менее 70 % их номинальной мощности. Однако существуют специфические особенности, связанные с частичными перегрузками топлива, которые создают трудности.

Задачей данной работы является изучение потенциальной возможности и экономической целесообразности внедрения комбинированной парогазовой установки на АЭС с блоками ВВЭР для решения проблемы достаточной маневренности при покрытия пиковых нагрузок энергосистемы. Современные газотурбинные установки экономичны и достаточно компактны. Их недостатком является высокая температура отвода теплоты от рабочего тела, которая составляет 600 – 700 °С. В настоящее время уже имеется положительный опыт применения парогазового цикла на ТЭС с утилизацией теплоты уходящих газов газотурбинного агрегата в тепловой схеме паровой турбины. Использование ПГУ на АЭС позволит не только получить дополнительную мощность, но и увеличить тепловую экономичность всего энергоблока.

Нами был рассмотрен способ комбинирования с установкой газового теплообменника для промежуточного перегрева пара.

Уходящие газы, обладающие высоким энергетическим потенциалом, направляются в газопаровой перегреватель (ГПП), в котором охлаждаются и передают тепло рабочему телу ПТУ. После ГПП газы сбрасываются в дымовую трубу. В работе было рассмотрено два варианта газового перегрева. В первом варианте отсутствует начальный перегрев, осушенный пар после сепаратора поступает в ГПП, где нагревается до проектной температуры 250 °С и затем поступает в ЦНД. Вытесненный пар отбора направляется в ЦВД, где вырабатывает дополнительную мощность.

Были проведены расчеты парогазовых тепловых схем для серийных энергоблоков с турбоустановками К-1000-60/3000, К-500-65/3000 и К-220-44/3000. Результаты, полученные при реализации газового перегрева на базе турбоустановки К-1000-60/3000, представлены в табл. 1.

Таблица 1. Основные параметры работы ПГУ на базе турбоустановки K-1000-60/3000 для различных температур пара за ГПП

Температура пара за ГПП, °С	Мощность паровой турбины, МВт	Мощность газовой турбины, МВт	Суммарная мощность, МВт	КПД ПГУ, %	Тип газовой турбины
250	1089	186,1	1275,1	36,33	Ansaldo V94.2K
270	1104	230,7	1334,7	36,14	2x Alstom GT 11N2
290	1120	230,7	1350,7	36,58	2x Alstom GT 11N2
310	1137	304,8	1441,8	36,91	2x СиМаш ГТЭ-160
330	1154	304,8	1458,8	37,34	2x СиЛМаш ГТЭ-160
350	1171	368,5	1539,5	38,47	2x Alstom GT13E2

При использовании первого варианта газовый перегрев до температуры 350 °С требует подведения значительного количества тепла в ГПП. В связи с этим необходимо устанавливать мощные газовые турбины, также увеличивается поверхность теплообмена ГПП. Реализация такой схемы требует значительных финансовых вложений, проведения большого объема проектных и строительно-монтажных работ по размещению и установке ГТУ, а также реконструкции технологических систем и электрооборудования энергоблока.

С другой стороны, применение СПП приведет к увеличению КПД установки почти до 38,5 %, что для ядерного энергоблока является очень высоким показателем.

В варианте ПТУ с промежуточным газопаровым перегревом СПП работает в штатном режиме. Осушенный пар сначала нагревается в паровом пароперегревателе (ПП), а затем перегревается до температуры 350 °С в ГПП. Такой вариант использования тепла выхлопных газов ГТУ не приводит к дополнительным потерям тепла в конденсаторе из-за увеличения расхода пара через проточную часть турбины. Вместе с тем, увеличение теплового перепада в ЦНД позволит увеличить его мощность и снизить влажность расширяемого пара. Недостаток способа ПП+ГПП заключается в более высокой температуре за ГПП газа. Во избежание потерь тепла в окружающую среду требуется разработка мероприятий по снижению температуры уходящих газов.

В табл. 2 приведены основные характеристики ГТУ, предлагаемые к установке для совместной работы для рассматриваемых вариантов. Результаты расчетов парогазовых тепловых схем приведены в табл. 3.

Таблица 2. Характеристики выбранного газотурбинного оборудования

Характеристики ГТУ	К-1000-60/3000		К-500-65/3000		К-220-44/3000	
	ГПП	ПП+ГПП	ГПП	ПП+ГПП	ГПП _{240/350°С}	ПП+ГПП
Тип и мощность ГТУ, МВт	Ansaldo V94.2K-186,1	Alstom GT26-271,6	ГТЭ-110-110	ГТЭ-160-160	ГТЭ-45-3М-56,9/ГТЭ-110	ГТЭ-45-3М-56,9
Расход на ГТ, кг/с	540	654	362	509	173/362	173
Температура газа перед турбиной, °С	1060	1290	1210	1075	1275/1210	1275
Температура газа за ГТУ, °С	545	616	517	537	545/517	545
КПД ГТУ, %	36,5	38	34,5	34,4	34,7/34,5	34,7

Таблица 3. Результаты расчета схем ПГУ с ГПП

Паровая турбина Способ промежуточного перегрева	К-1000-60/3000		К-500-65/3000		К-220-44/3000	
	ГПП	ПП+ГПП	ГПП	ПП+ГПП	ГПП _{240/350°С}	ПП+ГПП
Температура пара за ГПП, °С	250	350	250	350	240/350	350
Температура газа за ГПП, °С	193	327	145	331	229/227	288
Мощность ПГУ, МВт	1089	1133	544,5	548,5	240,4/267,4	247,3
Мощность ПГУ, МВт	1275,1	1404,6	654,5	658,5	297,3/310,4	304,2
КПД ПГУ, %	36,33	37,81	37,52	37,75	35,48/35,74	36,30

Из анализа результатов (табл. 3), можно сделать вывод, что ПГУ, организованные по схеме ПП+ГПП, имеют большую мощность и экономичность, чем выполненные по схеме с ГПП. Переход от базового к пиковому режиму работы в этом случае осуществляется при меньшем количестве переключений в технологической схем ПГУ, а СПП не меняет режима работы.

Все вышесказанное показывает существенные преимущества применения парогазового перегрева для ядерных энергоблоков.

*М.А. Вольман, асп.; рук. В.К. Семенов, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ РЕАКТОР-ПАРОГЕНЕРАТОР ЭНЕРГОБЛОКА С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

Теоретическое описание динамики реактора ВВЭР-1000 в энергетических режимах может проводиться в рамках двухтемпературной модели. При этом в качестве гипотезы замыкания системы дифференциаль-

ных уравнений кинетики реактора предложено условие постоянства температуры теплоносителя на входе в реактор [1]. Тем самым от реактора отсекался парогенератор и, стало быть, не учитывалось время распространения фронта температурной волны в петле «РУ-ПГ» (реакторная установка-парогенератор). Такой подход правомерен для быстрых переходных процессов, когда характерное время переходного процесса оказывается меньше времени распространения фронта температурной волны от реактора к парогенератору и обратно. Дело осложняется еще и тем, что это время оказывается одного порядка со временем передачи теплоты от топлива к теплоносителю. Если указанное условие не выполнено, то вышеназванный подход требует соответствующих оценок. Выявить качественно роль принимаемых предположений без численных экспериментов не представляется возможным, т.к. математическая модель кинетики реактора основывается на системе из более десяти нелинейных дифференциальных уравнений.

Для оценки точности выше высказанных предположений нами предлагается математическая модель более высокого уровня, учитывающая запаздывание перемещения фронта температурной волны в петле «РУ-ПГ».

Кинетика реактора представляет собой задачу Коши на основе следующей системы нелинейных дифференциальных уравнений:

$$\frac{dN}{dt} = \frac{\rho - \beta}{\tau} N + \sum_{j=1}^6 \lambda_j N_j, \quad (1)$$

$$\frac{dN_j}{dt} = \beta_j N - \lambda_j N_j, \quad j = 1, \dots, 6, \quad (2 - 7)$$

$$m_U C_U \frac{dT_U}{dt} = N - kF(T_U - T_B), \quad (8)$$

$$m_B C_B \frac{dT_B}{dt} = kF(T_U - T_B) - \gamma_B C_B G(T_B - T_{BX}), \quad (9)$$

$$\frac{dT_{BX}^n}{dt} = \frac{T_B - T_{BX}^n}{\tau_3}, \quad (10)$$

$$m_B C_B \frac{dT_{BX}}{dt} = \gamma_B C_B G(T_{BX}^n - T_{BX}) - W_{гр}, \quad (11)$$

$$\rho = \delta\rho(t) + \alpha_1 (T_U - T_U(0)) + \alpha_2 (T_B - T_B(0)). \quad (12)$$

Здесь N – нейтронная мощность реактора; N_j – мощность, вносимая j -й группой запаздывающих нейтронов ($j = 1, \dots, 6$); β_j и λ_j – соответственно доля запаздывающих нейтронов и постоянная времени распада ядер-предшественников j -й группы; $\beta = \sum \beta_j$ – суммарная доля запазды-

вающих нейтронов; τ – время жизни одного поколения мгновенных нейтронов; m_U и C_U – соответственно масса и удельная теплоемкость топливной загрузки; k , F , T_U – соответственно коэффициент теплоотдачи, поверхность теплоотдачи и температура топлива; T_B , T_{Bx} – соответственно температура теплоносителя на выходе и входе в реактор; γ_B , C_B , G – соответственно плотность, удельная теплоемкость при постоянном давлении и расход теплоносителя; T_{Bx}^n – температура теплоносителя на входе в парогенератор, τ_3 – время запаздывания перемещения фронта температурной волны в петле «РУ-ПГ», $\delta\rho(t)$ – возмущение реактора изменением реактивности, α_1 и α_2 – соответственно температурные коэффициенты реактивности по топливу и теплоносителю.

Приведенная математическая модель уравнений содержит следующие допущения и ограничения. Во-первых, она записана для реактора с сосредоточенными параметрами («точечный» реактор). Тем самым предполагается, что за время переходного или аварийного процесса пространственное распределение нейтронного поля реактора не успевает заметно измениться. Во-вторых, также считается, что за время протекания вышеназванных процессов не изменяются концентрация борной кислоты и отравление реактора ксеноном и самарием. Время распространения температурной волны учтено на участке реактор-парогенератор, а для обратного участка температура на выходе из парогенератора равна температуре на входе в реактор. Третье ограничение касается гипотезы замыкания приведенной системы уравнений. Дело в том, что реактор через систему трубопроводов связан с системами первого контура, а через парогенератор – с системами второго контура и, кроме того, он находится под управлением автоматики. Так как в настоящем исследовании нас интересует физика процессов, непосредственно протекающих в реакторе, то в качестве ограничения системы уравнений (гипотезы замыкания задачи) считаем теплоотвод от парогенератора заданным, а автоматику отключенной. Предлагаемая гипотеза замыкания системы дифференциальных уравнений позволяет количественно проанализировать переходные и аварийные режимы в РУ без учета вторичных факторов и действия автоматики, что для понимания физических процессов чрезвычайно важно.

Начальные условия, без которых эти уравнения не имеют смысла, имеют следующий вид:

При $t = 0$:

$$N = N_0, \quad N_j = \frac{\beta_j N_0}{\tau \lambda_j}, \quad T_U = T_U(0), \quad T_B = T_B(0) = T_{Bx}^n, \\ T_{Bx} = T_{Bx}(0) = T_{Bx}^n, \quad W_{ПГ} = \text{const.} \quad (13)$$

Реактор из критического состояния выводится либо заданием реактивности $\delta\rho(t)$, либо скачком мощности, снимаемой с парогенератора, либо тем и другим способом вместе.

Чтобы обнаружить факторы, влияющие на процессы, введем характерные для задачи единицы измерения всех физических величин, или, как принято говорить, безразмерные переменные. Интегрирование полученных безразмерных жестких дифференциальных уравнений осуществлено в среде Mathcad на основе алгоритма RADAUS [2].

В качестве примера реализации программы на рисунках 1 и 2 приведены результаты численного эксперимента по исследованию динамики реактора при снижении мощности, снимаемой с парогенератора, со 100 до 80 %.

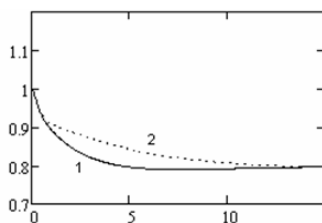


Рис. 1. Зависимость нейтронной мощности реактора от времени (в безразмерных величинах): 1 – при времени запаздывания 2 секунды; 2 – при времени запаздывания 6 секунд

Все кривые получены для двух значений времени распространения температурного фронта (2 с и 6 с) при следующих начальных значениях параметров процесса: температура теплоносителя на входе в реактор – 289 °С, температура теплоносителя на выходе из реактора – 322 °С, $\tau = 10^{-4}$ с, $\tau_B = 0,8$ с, $\tau_U = 3,8$ с, $\alpha_1 = 10^{-4}$ 1/°С, $\alpha_2 = 1,22 \cdot 10^{-5}$ 1/°С. Пунктирные кривые отвечают времени распространения фронта температурной волны равной 6 с.

Из приведенных кривых видно, для рассматриваемого переходного процесса время запаздывания распространения температурного фронта влияет только на динамику процесса, тогда как установившиеся значения параметров процесса от этого времени практически не зависят.

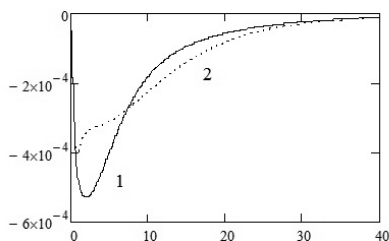


Рис. 2. Зависимость реактивности реактора от времени (в безразмерных величинах): 1 – при времени запаздывания 2 секунды; 2 – при времени запаздывания 6 секунд

Библиографический список

1. Семенов В.К. Кинетика и регулирование ядерных реакторов. – Иваново: ИГЭУ, 2008. – 145 с.
2. Кирьянов Д.В. Mathcad 13 в подлиннике. – СПб.: БХВ – Петербург, 2005. – 608 с.

*А.В. Хурция, студ.; рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ОБОСНОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
МОЩНОСТИ СЕРИЙНЫХ РЕАКТОРОВ ВВЭР-1000 ДО 110 %
ОТ НОМИНАЛЬНОЙ И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДАННОГО РЕЖИМА**

В настоящее время в РФ работает 11 блоков с ВВЭР-1000 и 2 находятся в ходе строительства. К тому же, программой развития атомной энергетики в нашей стране предусмотрено сооружение еще нескольких блоков с ВВЭР-1200.

В атомно-энергетической отрасли весьма важным становится также более эффективное использование действующих энергоблоков с обязательным обоснованием их надежности и безопасности по всем регламентируемым параметрам и с наибольшей экономичностью. Более эффективным использованием действующих энергоблоков является их работа на повышенном уровне мощности.

В данной работе приведены результаты расчетного обоснования возможности повышения эксплуатационной мощности реактора ВВЭР-1000 до 110 % от номинальной применительно к 3-му энергоблоку Калининской АЭС. С этой целью были проведены расчеты теплогидравлических и нейтронно-физических характеристик активной зоны для 9-й топливной загрузки, представлены диаграммы полей энерговыделения, а также картограммы данной загрузки.

Расчеты для исследования проводились с использованием программы «БИПР-7А» программного комплекса «КАСКАД» (аттестационный паспорт № 241 от 23.09.2008).

В активной зоне 3 блока (9-я загрузка) содержится 67 свежих ТВСА-PLUS, содержащих бланкетные зоны из природного урана.

Размещение свежего топлива следующее: 12 ТВСА-PLUS на периферии активной зоны, 24 ТВСА-PLUS во втором ряду от периферии, остальные – в центральной части активной зоны.

Разработчиками ТВСА-PLUS являются ОАО ОКБМ (Опытное конструкторское бюро машиностроения им. И. И. Африкантова), РНЦ «Курчатовский институт», ОАО «ВНИИНМ» (Высокотехнологический научно-исследовательский институт неорганических материалов).

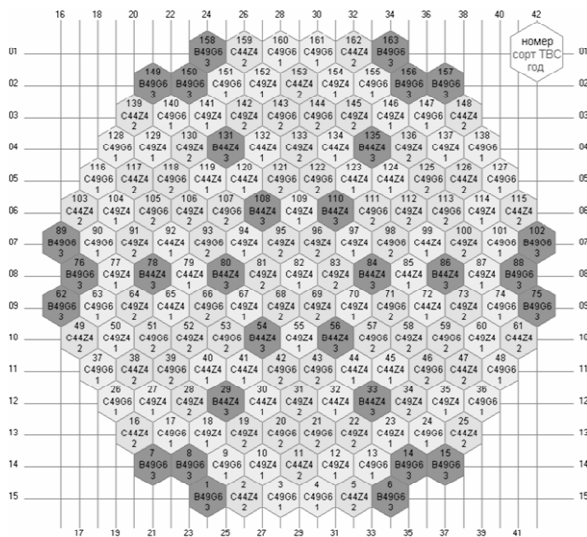


Рис. 1. Картограмма 9-й топливной загрузки КЛнАЭС

Целью разработки является создание конструкции ТВСА-PLUS с увеличенной ураноемкостью для эксплуатации в перспективных топливных циклах (3х1,5 года, 5х1 год), на АЭС с реакторами ВВЭР-1000 с учетом повышения мощности энергоблоков до 104 % от $N_{ном}$. Увеличение ураноемкости в ТВСА-PLUS обеспечивается применением увеличенной высоты активной зоны на 150 мм

Важным улучшением стало использование выгорающего поглотителя – оксида гадолиния, вносимого непосредственно в топливную матрицу (такие ТВЭЛы называют ТВЭЛами). Это позволяет снизить избыточную реактивность свежего топлива с высоким обогащением.

При проведении нейтронно-физического расчета было необходимо проверить, не будут ли отклоняться параметры от регламентируемых.

Так длительность кампании уменьшилась очень незначительно: с 517,6 до 512,4 эф. суток.

Входную температуру теплоносителя было решено взять (не нарушая норм технического регламента) не 287, а 285 °С.

Такое понижение температуры позволит увеличить теплоотвод, что является важным для нового режима. Суммарный температурный коэффициент реактивности на начало кампании по данным расчетов изменяется от -21,65 до -19,36 %/°С.

Средняя глубина выгорания топлива на мощности 110 % от номинальной на конец кампании составляет 36,33 МВт·сут./кг U, что

намного меньше допустимого максимального значения, описанного в номенклатуре.

Нейтронно-физические характеристики не выходят за рамки регламента по безопасной эксплуатации.

При обосновании повышения мощности блока необходимо проанализировать и доказать принципиальную возможность форсирования мощности. Здесь имеется ряд ограничений, прежде всего по теплотехнической надежности активной зоны:

- по кризису теплообмена (коэффициент запаса до кризиса по тепловому потоку должен быть не менее 1.2 – 1.3);

- по максимальной температуре оболочки твэла (для сплавов на основе циркония допустимая температура оболочки на должна превышать 350 °С по условиям коррозионной стойкости);

- по максимальной температуре топлива (температура плавления двуокси урана 2800 °С, но с учетом ее снижения в течение кампании предельная температура в центре топливного сердечника 2200 °С).

Необходимо также учитывать ограничения по коэффициентам неравномерности энерговыделения по радиусу активной зоны для ТВС и ТВЭЛ ($k_q = 1,34$; $k_r = 1,5$).

Проектные пределы по теплогидравлическим характеристикам для нормальной эксплуатации играют немаловажную роль при введении нового режима. К основным проектным пределам относятся:

- максимальная мощность ТВС – 27 МВт;
- максимальная температура топлива в твэле – 1690 °С;
- максимальная температура поверхности оболочки твэла – 350 °С.

Основная цель расчетов – найти максимальную температуру топлива для подтверждения невозможности его расплавления в тепловыделяющих элементах с большой тепловой нагрузкой, определить запас до кризиса теплообмена.

В результате расчетов получены следующие значения теплотехнических параметров:

- коэффициент запаса до кризиса теплообмена $K_{\text{зап}} = 2,6$;
- максимальная температура оболочки ТВЭЛа равна 345,4 °С;
- максимальная температура топлива – 1098 °С;
- $k_q = 1,34$ – в максимально нагруженной ТВС (№ 44 на 320 эф. сутки);
- максимальное значение радиального коэффициента неравномерности $k_r = 1,47$;
- максимальная температура поверхности оболочки ТВЭЛа – 345 °С.

Несмотря на жесткие ограничения по коэффициенту запаса до кризиса теплообмена, по температуре в центре топливного сердечника, по температуре оболочки ТВЭЛ и при других проектных ограничениях, имеется возможность увеличения мощности реактора ВВЭР-1000 с сохранением

главного ограничивающего фактора – коэффициента запаса до кризиса – в форсированных режимах равным или близким к номинальному.

При этом условия работы активной зоны в форсированном режиме ненамного отличаются от условий работы активной зоны в номинальном режиме мощности в 3000 МВт.

Таким образом, полученные результаты подтверждают принципиальную возможность реализации режима с повышенной до 110 % от номинальной мощностью реакторной установки.

При реализации режима работы на 110 % мощности возникает ряд вопросов по технической безопасности, срабатыванию защит и нормальной работе оборудования.

Для анализа были проведены исследования по срабатыванию АЗ-1 и эффективности поглощающих стержней для нового режима, по итогам которых было видно, что значения эффективности введенных в активную зону стержней выше минимально допустимого значения.

Минимально допустимое значение отрицательной реактивности составляет 5,6 % по регламенту, значения же, полученные при исследовании составляют на начало, конец и на 320 сутки (время с наиболее напряженным участком) значения более 8 %. При застревании групп (что маловероятно при современно уровне развития технологий) значения эффективности ОР СУЗ выше 7 %.

При исследовании ситуаций с отказами одного или двух ГЦН наблюдалась хорошая картина распределения нагрузки между оставшимися в работе ГЦН.

Анализируя возможности проведения режима работы на 110 %, необходимо прежде всего ответить на следующие вопросы:

- как обеспечить теплоотвод при повышенной мощности в первом контуре;
- какие меры следует предпринять для второго контура для уменьшения потерь пара;
- как осуществлять работу на новом режиме, прибегая лишь к изменениям в съемных частях ядерной установки.

Библиографический список

1. **Типовые** программы и методики проведения физических экспериментов на энергоблоках атомных станций с реакторами ВВЭР-1000. РД ЭО 0150–2004. ОАО «Концерн Росэнергоатом». – М., 2004.

2. **Технологический** регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 3 Калининской АЭС. Федеральное агентство по атомной энергии ФГУП концерн «Росэнергоатом», филиал «Калининская атомная станция», 2004.

3. **Номенклатура** эксплуатационных нейтронно-физических расчетов и измерений для топливных загрузок ВВЭР-1000 (с изменениями 2011 года). РД ЭО 1.1.2.25.0501-2008. ОАО «Концерн Росэнергоатом». – М., 2011.

4. **Графическая** оболочка комплекса «КАСКАД». Инструкция пользователя. Российский научный центр «Курчатовский институт», институт ядерных реакторов, отделение исследований ВВЭР. – М., 2007.

5. **Программа** «БИПР7-А». Инструкция пользователя. Российский научный центр «Курчатовский институт», институт ядерных реакторов, отделение исследований ВВЭР. – М., 2007.

6. **Теплогидравлический** расчет реакторов ВВЭР: Метод. указания / А.Г. Ильченко. – Иваново: ИЭИ, 1987.

7. **Реактор** ВВЭР-1000: Техническое описание и инструкция по эксплуатации / ОКБ «Гидропресс», 1989.

8. **Программа** БИПР-7А. Описание алгоритма № 32/1-22-298 от 21.05.98.

*С.Н. Макаров, К.Г. Плужян, П.А. Суркова, студенты;
рук. В.К Семенов, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЙТРОННОГО ПОЛЯ И НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК АКТИВНОЙ ЗОНЫ РЕАКТОРА ВВЭР-1000 МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО

Развитие ЭВМ дало возможность расширить сферы применения метода Монте-Карло для анализа физических характеристик систем. Использование метода Монте-Карло сегодня, чаще всего – это единственный метод моделирования на ЭВМ сложных физико-технических процессов, протекающих в таких важных системах, как ядерный реактор.

Метод Монте-Карло не пользуется детерминистическими уравнениями поля и точными аналитическими методами моделирования систем, вместо этого данный метод прибегает к теоретическим вероятностным процессам и подсчитывает вероятность того или иного процесса в заданном объеме и заданных условиях. На основе этих расчетов определяются искомые величины.

Недостатком этого метода является то, что полученные результаты – это усредненные по некоторому объему величины, которые в отличие от детерминистических методов дают точные (в зависимости от степени приближения) значения параметров.

Еще одним недостатком метода Монте-Карло является тот факт, что для получения инженерно точных результатов, соответствующих техническим требованиям, необходимо провести большой объем вычислений, для реализации которого требуются мощные ресурсы ЭВМ. Но на данном этапе развития вычислительной техники эти недостатки сводятся к минимуму, что позволяет успешно применять данный метод в промышленности и НИИ для изучения физических характеристик разноточных сред.

По этим причинам, метод Монте-Карло – один из самых эффективных при решении уравнений переноса нейтронов в сложных инженерных системах.

В рамках этого метода используют специально спроектированные программные комплексы, частично или полностью применяемые в ядерной промышленности для определения физических характеристик таких сложных систем, как активная зона (АЗ) ядерного реактора.

Процесс получения нейтронно-физических характеристик (НФХ) АЗ – это один из важнейших этапов проектирования и безопасной эксплуатации АЭС.

Так как от точности и адекватности полученных НФХ АЗ зависит кампания топлива, безопасность эксплуатации и эффективность работы ЯР, то и к программным комплексам, рассчитывающим данные характеристики относятся крайне серьезно. Соответственно, не все комплексы ПО подходят для целей промышленного применения.

На сегодняшний день насчитывается огромное количество таких программных комплексов, разработанных отечественными и зарубежными НИИ. Основные их представители – MCNP, KENO, TART, а также серия программ отечественных разработчиков, таких как MCU, MVP и др.

Наиболее развитым и старым из приведенного выше ПО является комплекс программ MCNP, разработанный в Лос-Аламосской лаборатории (США). Разработка программы MCNP имеет длинную историю с 1979 года до настоящего времени.

К сожалению, большинство программ имеют крайне высокую стоимость, и их получение составляет сложный бюрократический процесс с подписанием огромного числа договоров и бумаг. Но есть и бесплатные программы, что важно, с открытым исходным кодом, которые могут быть использованы для расчета методом Монте-Карло НФХ АЗ реакторов. Перечислим наиболее крупные из них программные пакеты, имеющие свободную лицензию:

1. Geant4 – комплекс программ, разработанных в составе исследовательской группы в CERN для моделирования методом Монте-Карло процессов взаимодействия излучения (нейтронного, бозонного, электронного, протонного) и иных полей. Программный комплекс полностью бесплатен, с открытым исходным кодом, реализован на ЯП C++, программируем и расширяем, но крайне сложен в эксплуатации, т.к. этот процесс сопровождается прямым программированием задачи в комплексе.

2. Комплекс программ MCU отечественных разработчиков НИЦ «Курчатовский Институт».

В нашем случае рассмотрим программу из этого комплекса MCU-FREE, которую можно получить, отправив заявку авторам в НИЦ, совершенно бесплатно для исследовательских и учебных целей на террито-

рии РФ. Именно этот комплекс программ, реализующих метод Монте-Карло для расчета НФХ АЗ реакторов любого типа мы и будем применять для исследований.

Сущность метода. Метод Монте-Карло подразумевает, что изучаемая система разделяется на большое количество маленьких составляющих элементов, поведение которых и моделируется. Для примера рассмотрим задачу нахождения характеристик единичного нейтрона, рожденного в ТВЭЛ в определенный момент времени, в определенном месте, с определенными (наиболее вероятными) характеристиками (скорость, координата, энергия и др.). Нам для моделирования процесса необходимо знать закон, характеризующий состояние этого нейтрона и, просто говоря, просчитать, руководствуясь детерминистическим методом необходимые параметры. Но из законов квантовой механики известно, что одновременно установить характеристики квантового объекта (скорость (импульс), координату) невозможно, и любые характеристики квантового объекта заведомо являются вероятностными величинами. А теперь представим, сколько нейтронов одновременно рождаются в АЗ ЯР – сложного комплекса источников этих нейтронов с огромным разбросом спектров энергий и характеристик, со сложной геометрией решетки и явной гетерогенностью среды. Такой подход предусматривает огромные издержки в точности и адекватности моделирования процесса. Поэтому в данных сложных условиях приходится искать другой, более органичный метод определения характеристик системы. Наиболее подходящим методом в этой ситуации и является метод Монте-Карло.

Он рассматривает выборку огромного числа одинаковых, с точки зрения природы, объектов с заданными на первом этапе наиболее вероятными групповыми характеристиками. Далее система согласно методу развивается по наиболее вероятному пути, соответственно изменяя характеристики, результат моделирования которых и получает исследователь.

Метод Монте-Карло можно графически проиллюстрировать следующим образом (рис. 1). Пусть имеется область, в которой находятся изучаемые объекты – черные частицы. Они имеют скорость, массу и, соответственно, энергию. Необходимо определить характеристики этой системы, состоящей из не очень большого количества частиц.

В рамках вероятностной модели мы задаемся лишь перечнем начальных – наиболее вероятных векторов движений частиц и их массами. Т.е., составляем две матрицы, легко получаемые с помощью детерминистических методов.

Даем системе развиваться дальше согласно закону их движения, общему для всех частиц, и условию столкновений этих частиц, при котором параметры матрицы одной частицы изменяются согласно определенному закону и это повлияет на результат реализации закона движения.

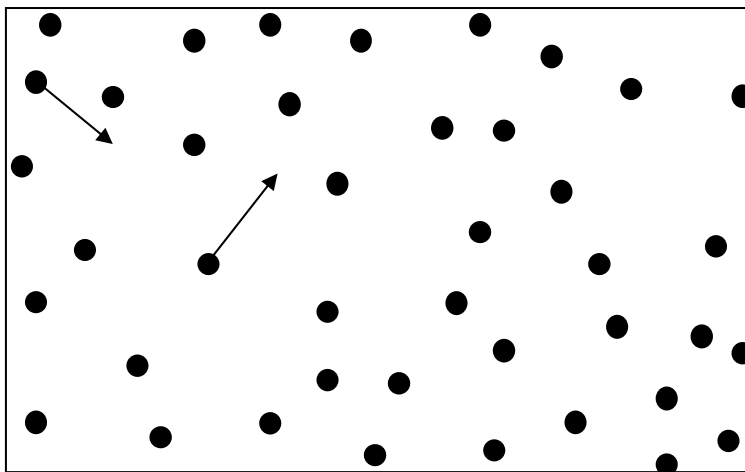


Рис. 1. Наглядное представление метода Монте-Карло

Тогда, если взять большое число частиц и задаться законом движения, общим для всех частиц, задать начальные условия и «отпустить» систему, то она будет развиваться согласно наиболее вероятному – соответственно наиболее физически адекватному пути эволюции. В каждый момент времени будем брать срез состояния системы и изучать результат «свободного» развития.

Так (прибегая к крайне упрощенному методу) реализуется метод Монте-Карло, и, соответственно, чем больше частиц, тем точнее результат.

*А.С. Орлов, студ.; рук. Г.Г. Орлов, к.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОПТИМИЗАЦИЯ ОБОРОТОВ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИВОДНЫХ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ТУРБИН

Наиболее экономичным приводом питательного насоса в тепловых схемах современных энергетических блоков является вспомогательная конденсационная турбина. Характерной особенностью проектирования таких приводных турбин является необходимость проведения оптимизации числа оборотов n ее вала исходя из величины прибыли. Число оборотов такой турбины сказывается на ее конструктивных характеристиках, следовательно, на капиталовложениях в нее – $K_{\text{апр}}$, а также – на изменении расхода пара, проходящего через вспомогательную турбину – $D^{\text{т.п.}}$,

т.е. на изменении мощности всего блока ΔN , что ведет к получению прибыли или ущерба в количестве:

$$P = \Delta N \tau \text{Тариф} , \quad (1)$$

где P – прибыль или ущерб в денежном выражении; τ – число часов использования установленной мощности; Тариф – стоимость 1 кВт·ч отпускаемой электроэнергии.

За исходное условие при сопоставлении вспомогательных турбин с различным числом оборотов примем условие постоянства расхода питательной воды через питательный насос – $D_{п.в.} = \text{const}$ и давлений воды на нагнетании p_n и всасе $p_{вс}$ питательной установки.

Расход пара на вспомогательную приводную турбину (рис. 1) питательного насоса при числе оборотов ее вала n может быть определен по выражению

$$D_{т.п.} = \frac{N_{п.п.}}{(h_{в}^{т.п.} \eta_{oi} - h_{в}^{т.п.}) \eta_{мех}} = \frac{D_{п.в.} (p_n - p_{вс}) v_{ср} 10^3}{(h_a^{т.п.} \eta_{oi} - h_{в}^{т.п.}) \eta_{мех} \eta_n} , \quad (2)$$

где $h_a^{т.п.}$ – адиабатический теплоперепад во вспомогательной приводной турбине; $v_{ср}$ – средний удельный объем перекачиваемой воды; $h_{в}^{т.п.}$ – потери энергии с выходной скоростью на выходе пара из последней ступени вспомогательной приводной турбины; η_{oi} , η_n , $\eta_{мех}$ – внутренний относительный КПД вспомогательной приводной турбины, КПД питательного насоса, механический КПД для питательной установки блока, соответственно.

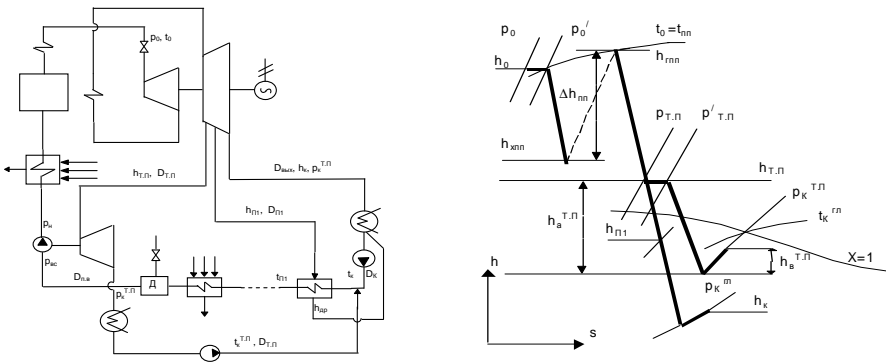


Рис. 1. Тепловая схема энергоблока и процесс расширения пара в турбине

Относительное изменение расхода пара δD на вспомогательную приводную турбину питательного насоса при изменении числа оборотов ее вала составит:

$$\delta D = \frac{\delta D_{т.п}}{D_{т.п}^0} = \frac{D_{т.п}^0 - D_{т.п}}{D_{т.п}^0} = 1 - \frac{N_{п.п}}{D_{т.п}^0 (h_a^{т.п} \eta_{oi} - h_b^{т.п}) \eta_{мех}}, \quad (3)$$

Относительное изменение расхода пара δD на вспомогательную приводную турбину питательного насоса составит:

$$\delta D = \frac{\delta D_{т.п}}{D_{т.п}^0} = \frac{D_{т.п}^0 - D_{т.п}}{D_{т.п}^0} = 1 - \frac{N_{п.п}}{D_{т.п}^0 (h_a^{т.п} \eta_{oi} - h_b^{т.п}) \eta_{мех}}, \quad (4)$$

где $D_{т.п}^0$ – расход пара на вспомогательную приводную турбину питательного насоса для исходного варианта при числе оборотов n_0 .

Эта величина δD приводит к изменению работы 1 кг пара в главной турбине:

$$\Delta I_1 = \delta D (h_{т.п} - h_k) = \left[1 - \frac{N_{т.п}}{D_{т.п}^0 (h_a^{т.п} \eta_{oi} - h_b^{т.п}) \eta_{мех}} (h_{т.п} - h_k) \right], \quad (5)$$

Рассматривая уравнение теплового баланса для ПНД-1 (рис. 1.):

$$D_{п}^0 (h_{п1} - h_{др}) = (D_k - D_{т.п}^0) c_b (t_{п1} - t_k) + D_{т.п}^0 c_b (t_{п1} - t_k^{т.п}), \quad (6)$$

и делая несложные преобразования легко получить выражение для количества тепла передаваемого в ПНД-1:

$$D_{п}^0 \Delta h = D_k c_b (t_{п1} - t_k) - D_{т.п}^0 c_b (t_k^{т.п} - t_k), \quad (7)$$

где $D_{п}^0$ – расход пара на ПНД-1 в исходном варианте при числе оборотов вала приводной вспомогательной турбины n_0 ; $\Delta h = h_{п1} - h_{др}$ – количество тепла, отдаваемое 1 кг пара в ПНД-1; $t_{п1}$, $t_{др}$, t_k , $t_k^{т.п}$ – температуры: пара у ПНД-1, дренажа из ПНД-1, конденсата из главного конденсатора и конденсата из конденсатора вспомогательной приводной турбины; c_b – теплоемкость воды (см. рис. 1).

Для вновь проектируемой вспомогательной приводной турбины, при произвольном числе оборотов n ее вала, расход пара на ПНД-1 будет меняться, так как меняется величина потоков конденсата из главного конденсатора и конденсатора вспомогательной турбины. Относительное изменение расхода пара – $\delta D^{пнд}$ на ПНД-1 при изменении числа оборотов с n_0 до n составит:

$$\delta D_{\text{ПНД}} = \frac{\delta D_{\text{П}}}{D_{\text{П}}^0} = \frac{D_{\text{П}}^0 - D_{\text{П}}}{D_{\text{П}}^0} = - \frac{(D_{\text{Т.П}}^0 - D_{\text{Т.П}}) c_{\text{В}} (t_{\text{К}}^{\text{Т.П}} - t_{\text{К}})}{D_{\text{П}}^0 \Delta h} , \quad (8)$$

Изменение расхода пара на ПНД-1 приводит к изменению работы 1 кг пара в главной турбине на величину:

$$\Delta I_2 = \frac{(D_{\text{Т.П}}^0 - D_{\text{Т.П}}) c_{\text{В}} (t_{\text{К}}^{\text{Т.П}} - t_{\text{К}})}{D_{\text{П}}^0 \Delta h} (h - h_{\text{П}}) . \quad (9)$$

Изменение расхода пара через выходное сечение вспомогательной турбины вызывает изменение потерь энергии с выходной скоростью в выхлопном сечении главной турбины, которое в расчете на 1 кг пара составит:

$$H_{\text{В}} = H_{\text{В}}^0 \left(\frac{D_{\text{ВЫХ}}}{D_{\text{ВЫХ}}^0} \right)^2 = H_{\text{В}}^0 \left(\frac{D_{\text{ВЫХ}}^0 + \delta D_{\text{Т.П}} + \delta D_{\text{П}}}{D_{\text{ВЫХ}}^0} \right)^2 = H_{\text{В}}^0 \left(1 + \frac{\delta D_{\text{Т.П}} + \delta D_{\text{П}}}{D_{\text{ВЫХ}}^0} \right)^2 , \quad (10)$$

где $H_{\text{В}}^0$ – выходные потери в главной турбине в исходном варианте при числе оборотов вала вспомогательной приводной турбины n_0 .

Изменение выходных потерь в главной турбине по сравнению с выходными потерями в главной турбине для исходного варианта при числе оборотов n_0 составит:

$$\delta H_{\text{В}} = H_{\text{В}}^0 - H_{\text{В}} = H_{\text{В}}^0 \left[1 - \left(1 + \frac{\delta D_{\text{Т.П}} + \delta D_{\text{П}}}{D_{\text{ВЫХ}}^0} \right)^2 \right] = H_{\text{В}}^0 \left[1 - \left(1 + \frac{\delta D_{\text{Т.П}} \left(1 - \frac{c_{\text{В}} (t_{\text{К}}^{\text{Т.П}} - t_{\text{К}})}{\Delta h} \right)}{D_{\text{ВЫХ}}^0} \right)^2 \right] . \quad (11)$$

Возводя в квадрат выражение в круглых скобках и пренебрегая величинами второго порядка малости, получим выражение для расчета изменения выходных потерь в главной турбине при изменении числа оборотов вспомогательной приводной турбины питательного насоса

$$\delta H_{\%0} = 2 H_{\%0}^0 \frac{\delta D_{\text{Т.П}} [\Delta h - \frac{c_{\text{В}} (t_{\text{К}}^{\text{Т.П}} - t_{\text{К}})}{\Delta h}]}{D_{\%0\text{д}h}^0 \Delta h} . \quad (12)$$

Общее изменение работы 1 кг пара в главной турбине при изменении числа оборотов вспомогательной приводной турбины питательного насоса составит:

$$\Delta l = \Delta l_1 + \Delta l_2 + \delta H_B = \delta D_{Т.П} A, \quad (13)$$

где A – коэффициент, определяемый параметрами схемы при исходном числе оборотов n_0 :

$$A = \frac{h_{1\%}}{D_{1\%}^0} \frac{h_{2\%}}{D_{2\%}^0} \frac{c_{\%0} (t_{h_1}^{\%} - t_{h_2}^{\%})}{D_{\%0}^0 \Delta h} (h_{1\%} - h_{2\%}) \frac{2H_{\%0}^0}{D_{\%0}^0} \frac{\Delta h}{\Delta h} \frac{(t_{h_1}^{\%} - t_{h_2}^{\%})}{\Delta h}. \quad (14)$$

Изменение мощности главной турбины при изменении числа оборотов вспомогательной приводной турбины составит:

$$\Delta N = D_{Т.П} \Delta l = D_{Т.П} (\Delta l_1 + \Delta l_2 + \delta H_B) = D_{Т.П} \delta D_{Т.П} A = D_{Т.П} (D_{Т.П}^0 - D_{Т.П}) A, \quad (15)$$

Выходные потери $h_{в}^{Т.П.}$, входящие в уравнение (5) связаны с удельным объемом влажного пара v в выходном сечении вспомогательной приводной турбины и могут быть найдены

$$h_{\text{ВЫХ}}^{Т.П.} = \left(\frac{v \cdot D^{Т.П.} \cdot \gamma \cdot \rho \cdot \pi \cdot n^2}{\sigma \cdot 10^6} \right)^2 0,5 \cdot 10^3, \quad (16)$$

где σ – напряжение в корневом сечении лопатки последней ступени вспомогательной конденсационной турбины; ρ – плотность материала из которого изготовлена лопатка последней ступени; γ – коэффициент, зависящий от отношения площади лопатки в верхнем и корневом сечениях.

Нами была разработана программа на языке ФОРТРАН, которая позволила провести оптимизацию конструктивных характеристик вспомогательных турбин. Ниже в табл. 1 приводятся оптимальные характеристики вспомогательных турбин питательных насосов для различных блоков, полученные на основании разработанной методики.

Таблица 1. Оптимальные характеристики вспомогательных конденсационных турбин питательных насосов

Главная турбина блока ТЭС	Число рабочих турбин-насосов m , шт	Давление перед вспомогательной турбиной P , МПа	Число оборотов вспомогательной турбины n , об/мин	Высота лопатки последней ступени l , мм	Площадь выхлопа в турбины F , м ²
К-1200-240	3	1,65	4680	350	1,33
К-1200-240	2	1,65	3900	420	1,42
К-800-240	2	1,54	4520	355	140
К-800-240	2	0,90	4480	370	1,50

Библиографический список

1. **Крупные** осевые и центробежные насосы: справ. пособие. – М.: Машиностроение, 1977.
2. **Бартлет, Р.Л.** Тепловая экономичность и экономика паровых турбин. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.
3. **Понятов, В.А.** Аналитические зависимости изменения мощности конденсационной турбины от конечного давления пара / Вопросы оптимизации и расчета паротурбинных блоков большой мощности. – Вып. 39. – Саратов: СПИ, 1969.
4. **О рациональном** типе турбопривода для мощных конденсационных блоков / Будняцкий Д.М., Радюш В.П.// Теплоэнергетика. – 1966. – № 7.

*Е.А. Горбунова, студ.; рук. В.А. Горбунов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ИССЛЕДОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ УЧЕТА
ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В ЗАВИСИМОСТИ
ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НАГРЕВА
ПЛАСТИНЫ С ГРАНИЧНЫМИ УСЛОВИЯМИ ВТОРОГО РОДА**

Изучение процесса нагрева тел можно осуществить с помощью математического моделирования в различных пакетах и программах. В данной работе был использован расчет нагрева пластины с постоянным тепловым потоком и переменными теплофизическими свойствами в пакете Ansys, т.к. он считается наиболее востребованным. В расчетном исследовании изменялась толщина пластины и время ее нагрева. В результате было получено множество графиков температурного поля в зависимости от времени нагрева. Возникающие вопросы верификации математического моделирования можно решить с помощью точного аналитического решения, которое для переменных теплофизических свойств нагрева материала вывести очень сложно. Таким образом, целью данной работы является поиск способа верификации решения этой задачи, полученное в численном пакете. Рассмотрим два метода: метод семидискретизации и метод, рассматриваемый Бровкиным [1].

Метод Бровкина для граничных условий второго рода основан на решении аналитического уравнения с постоянными теплофизическими свойствами:

$$\theta = \frac{q \cdot R}{2 \cdot \lambda} \cdot \left[\left(\frac{2 \cdot a \cdot \tau}{R^2} \right) + \left(\frac{x}{R} \right)^2 - \frac{1}{3} + \sum_{n=1}^{20} \left[\frac{4 \cdot (-1)^{n+1}}{(\pi \cdot n)^2} \cdot \cos \left(\frac{x}{R} \cdot \pi \cdot n \right) \cdot \exp \left[-(\pi \cdot n)^2 \cdot \left(\frac{a \cdot \tau}{R^2} \right) \right] \right] \right],$$

где q – постоянный тепловой поток, Вт/м²; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); R – толщина пластины, м; a – коэффициент теплопроводности, м²/с; θ – безразмерная температура.

Оно запрограммировано в комплексе Mathcad. Чтобы осуществить расчет температурного поля время нагрева делится на несколько интервалов, а потом находятся точки в каждом из них, меняя теплофизические свойства в зависимости от температуры.

Метод численных линий (MOL) заложен в программе Mathcad посредством функции Pdsolve. Он заключается в дискретизации по пространственной координате x , но остается исходное непрерывное представление для временной переменной. В результате если оставить теплофизические свойства постоянными, то используется следующее уравнение:

$$\frac{\partial T_M(x_M, \tau)}{\partial \tau} = \frac{\lambda_M}{c_M \cdot \Delta x^2} \cdot (T_{i+1} - 2T + T_{i-1}),$$

где λ_M – коэффициент теплопроводности; c_M – теплоемкость металла, Дж/(кгК); Δx – толщина пластины, м.

Иногда это называют семидискретизацией (буквально «полудискретизацией») [2]. Для проверки расчетных методов для целей верификации численных моделей, описанных выше задача нагрева пластины с граничными условиями второго рода решалась в пакете Ansys с большим количеством шагов по пространству и времени для уменьшения ее погрешности.

Полученное решение в пакете Ansys совпадает с методом дискретизации для пластины толщиной 0,08 м и временем нагрева 1000 с по температуре на поверхности в конце нагрева с точностью 3 %, по температуре центра – 1 %. Совпадение с методом Бровкина для пластины той же толщины и временем нагрева 1000 с температура поверхности – 2 %, температура центра – 7 %.

Метод семидискретизации можно использовать для анализа подобных задач, решенных в численных пакетах Femlab, FlowVision, ELCUT и Ansys.

Библиографический список

1. **Бровкин Л.А.** Температурные поля тел при нагреве и плавлении в промышленных печах. – И.: УУЗ Минэнерго СССР, 1973.
2. **Горбунов В.А.** Использование нейросетевых технологий для повышения энергетической эффективности теплотехнологической установок. – И.: ПресСто, 2011.

*Ю.С. Колосова, магистр; рук. А.В. Голубев, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ И ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛЕЙ ГТУ-110 ДЛЯ ТРЕНАЖЕРА БЛОКА ПГУ-325

Рост потребления электроэнергии, экономичное использование топлива, повышающийся уровень загрязнения окружающей среды, наличие

разведанных запасов природного газа и нефти, возможность использования альтернативных топлив, получаемых из каменного угля и продуктов вторичной переработки – это те факторы, которые определяют путь развития энергетики в 21 веке. Это путь газотурбинных технологий с широким использованием различных газообразных и жидких топлив и глубокой утилизацией тепла отходящих газов.

Газотурбинные установки (ГТУ) несомненно способны удовлетворить потребности современного рынка электроэнергии. Высокая экономичность и эксплуатационная гибкость парогазовых установок (ПГУ) побуждает энергокомпании применять их не только в качестве пиковых, но и при модернизации стареющих и строительстве новых базовых электростанций.

Парогазовые установки с КПД 50 – 55 % уже составляют значительную часть современной энергетики. Разработка и производство газотурбинных двигателей и парогазовых установок стало одной из основных отраслей [1].

Чтобы повысить конкурентоспособность и спрос на ГТУ, изготовители продолжают разрабатывать агрегаты с большим КПД (свыше 40 % для одной ГТУ, созданной на базе авиадвигателя), повышенной надежностью, ремонтпригодностью и гибкостью по отношению к различным видам топлива, шадящим окружающую среду.

Филиал «Ивановские ПГУ» ОАО «ИНТЕР РАО-Электрогенерация» – первая в России электростанция с парогазовым циклом, основу производственного комплекса которой составляет оборудование отечественного производства, в частности, газовая турбина ГТЭ-110 производства НПО «Сатурн».

Задача оптимизации режимов работы ГТУ является актуальной научно-технической задачей. Решение данной задачи возможно проведением экспериментальных исследований непосредственно на действующем оборудовании. Однако такие испытания весьма сложны, трудоемки, дорогостоящи и экономически невыгодны, кроме того их проведение на действующем энергоблоке связано с нарушением нормального режима эксплуатации объекта. Наиболее оптимальным решением задачи видится проведение предварительных исследований на динамической модели ГТУ, функционирующей в режиме реального времени в составе полигонной версии АСУТП ГТУ-110 блока ПГУ-325 [2].

Газотурбинная установка представляет собой агрегат, состоящий из ряда взаимосвязанных элементов: компрессора, генератора и непосредственно газовой турбины. Таким образом, модель газотурбинной установки разбиваем на три части: модель компрессора; модель камеры сгорания; модель газовой турбины [3].

В модель компрессора входят: участки направляющего аппарата (как местного сопротивления); расходные и термодинамические участки ступеней компрессора; процессы сжатия и нагрева воздуха (массовый и

энергетические балансы). Параметры рассчитываются для групп ступеней компрессора. В группу объединяются ступени с одинаковыми массовыми расходами, то есть количество групп равно количеству точек сведения массовых балансов.

Основными уравнениями, используемыми для построения модели компрессора, являются:

- расчет давлений на входе и выходе группы ступеней, степень сжатия в группе ступеней;
- расчет объемного и массового расходов воздуха через компрессор, отборы воздуха на охлаждение проточной части турбины;
- процессы сжатия в компрессоре, как совокупность 2-х процессов – адиабатный процесс сжатия идеального газа и процесса дополнительной работы, затрачиваемой компрессором из-за потерь в ступени (работа потерь превращается в теплоту, передаваемую воздуху, увеличивая его объем);
- расчет термодинамических параметров группы ступеней компрессора (расчет термодинамических параметров идеального газа при адиабатном сжатии по давлению за последней ступенью группы и энтропии воздуха на входе в группу; расчет количества энергии, полученное воздухом вследствие дополнительной работы из-за потерь в группе ступеней компрессора; расчет термодинамических свойства воздуха на выходе последней ступени группы по давлению и энтальпии воздуха с учетом переданной теплоты воздуху в результате дополнительной работы связанной с потерями);
- расчет мощности, потребляемой компрессором, как суммы мощностей затраченных на сжатие и перемещение воздуха в компрессоре;
- расчет КПД компрессора.

Модель камеры сгорания представлена в виде объема, где происходит изменение термодинамических свойств газа и химического состава продуктов сгорания, в том числе и от избытка воздуха (характерной особенностью ГТУ является большая доля избытка воздуха при сжигании).

В модели газовой турбины моделируются процессы расширения и охлаждения газов, смешения газовых потоков (массовый и энергетические балансы).

Конструктивной особенностью газовой турбины является то, что лопатки ее сопловых и рабочих решеток охлаждаются воздухом, отбираемым с выходов из промежуточных ступеней компрессора, причем этот воздух по специальным каналам вводится внутрь лопаток и выходит наружу через отверстия в лопатках, смешиваясь с основным газовым потоком. Общий расход этого воздуха во все решетки составляет ~13 % от полного расхода воздуха через компрессор. Исходя из этого, процессы в ступенях газовой турбины моделировались отдельно для сопловой и рабочей решеток.

Основными уравнениями, используемыми для построения газовой турбины, являются:

- расчет давлений за рабочими лопатками и сопловыми аппаратами (решетками ГТ);
- расчет расходов между рабочими лопатками и сопловыми аппаратами;
- термодинамический расчет параметров решеток ГТ (расчет идеальных термодинамических параметров газов проходящих через решетки; расчет реальных термодинамических параметров с учетом охлаждающего воздуха и КПД ступеней ГТ);
- расчет мощности, вырабатываемой ГТ, как суммы сработанной энергии в ступенях ГТ;
- расчет КПД ступеней ГТ.

Динамическая модель была реализована в среде имитационного моделирования и включена в подсистему модели полигонной версии АСУТП. Дополнительно, для определения оптимальных режимов работы газотурбинной установки (максимальный КПД), была разработана подсистема управления ГТУ с регулятором мощности ГТУ и регулятором температуры газов за турбиной.

Проведены эксперименты при различных режимах работы ГТУ (изменение мощности в диапазоне 60 – 110 МВт). Для каждого режима найдены значения наибольшего КПД, с выходом на заданное значение температуры газов за турбиной – 520 °С. Работа газовой турбины возможна и при других значениях температуры. Нижний предел температуры соответствует технологическому ограничению работы паровой турбины и составляет 440 °С, при этом дополнительно снижается КПД котла утилизатора, верхний предел соответствует технологическому ограничению работы котла утилизатора и составляет 570 °С.

Для приведенных режимов были проведены эксперименты и получены значения КПД газовой турбины:

- для режима 60 МВт, положение ВНА – 100 %, КПД – 27,107 %, температура газов за турбиной – 396 °С, но низкая температура снижает КПД КУ;
- для режима 60 МВт, положение ВНА – 67 %, КПД – 26,5 %, температура газов за турбиной – 520 °С;
- для режима 82,5 МВт, положение ВНА – 100 %, КПД – 31,59 %, температура газов за турбиной – 446 °С;
- для режима 82,5 МВт, положение ВНА – 76 %, КПД – 30,2 %, температура газов за турбиной – 520 °С;
- для режима 95 МВт, положение ВНА – 100 %, КПД – 32,6498 %, температура газов за турбиной – 476,379 °С;
- для режима 95 МВт, положение ВНА – 81 %, КПД – 32 %, температура газов за турбиной – 520 °С;

- для режима 110 МВт, положение ВНА – 100 %, КПД – 34,176 %, температура газов за турбиной – 512 °С;
- для режима 110 МВт, положение ВНА – 93 %, КПД – 34,012 %, температура газов за турбиной – 520 °С.

Анализируя полученные результаты, можно прийти к выводу, что при работе оборудования в номинальном режиме самый высокий КПД достигается при полном открытии ВНА, но учитывая ограничение по температуре газов за турбиной – 520 °С, определены оптимальные значения открытия ВНА (93 %), при которых КПД максимален (34,012 %).

Библиографический список

1. **Цанев С.В.**, Бузов В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанаева – М: Изд-во МЭИ, 2002.
2. **Тверской Ю.С.**, Голубев А.В., Никоноров А.Н. «Полигон электростанций» – эффективное средство подготовки специалистов и тестирования сложных систем управления // Теплоэнергетика. – 2011. – № 10. – С. 70 – 75.
3. **Самойлович Г.С.**, Трояновский Б.М. Переменные и переходные режимы в паровых турбинах. – М.: Энергоиздат, 1982.

*М.В. Лопатина, М.С. Цветкова, студенты;
Е.Н. Гнездов, к.т.н., доц., О.Б. Колибаба, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ТЕПЛОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА ТУННЕЛЬНОЙ ПЕЧИ ДЛЯ ОБЖИГА КЕРАМИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ

Целью теплотехнологического обследования печи является составление теплового баланса печи по результатам измерений с учетом особенностей технологического процесса и выявление основных направлений экономии энергоресурсов. Испытания проводились на ЗАО «Норский завод керамических материалов» г. Ярославль.

Актуальность данной работы обуславливается тем, что сушильные и печные агрегаты грубокерамического производства работают в течение многих лет и даже десятилетий. При этом, с одной стороны, происходит естественное старение оборудования, а с другой стороны появляются новые технические решения, внедряемые в процесс сушки и обжига наряду с изменяющимися внешними условиями и требованиями. Все это приводит к существенному изменению технико-экономических показателей работы установок. Поэтому необходимо периодически проводить теплотехнологические обследования агрегатов с целью поиска наилучших параметров работы установок. При этом приходится сравнивать получен-

ные результаты: а) с проектными, б) с показателями для аналогичных установок, в) с характеристиками наилучших в отрасли установок.

Печь имеет размеры рабочего пространства 157,4 x 4,6 x 1,8 м и разделена по длине на 3 технологические зоны: нагрева, обжига и охлаждения. Внутри печи по рельсовым путям проталкиваются вагонетки с установленными на каждой из них 8-ю пакетами керамических изделий. Печь работает по принципу противотока, то есть продукты горения и воздух движутся навстречу вагонеткам. Движение продуктов горения и воздушных потоков обеспечивается системой вентиляторов. В настоящее время одним из основных обжигаемых изделий является лицевой кирпичпустотностью до 40 % и размерами 250 x 120 x 88 мм.

Тепловой баланс туннельной печи рассчитывается по результатам испытаний. Печь работает на природном газе в стационарном режиме. Статьи теплового баланса измеряются в кВт. Для данной печи уравнение тепловой баланс имеет вид:

$$Q_{\text{ТЛ}} + Q_{\text{оп}} + Q_{\text{ф}} + Q'_{\text{к}} + Q'_{\text{в}} + Q_{\text{вз}} = \\ = Q''_{\text{к}} + Q_{\text{изв}} + Q_{\text{исп}} + Q''_{\text{в}} + Q_{\text{пов}} + Q_{\text{ух}} + Q_{\text{вг}} + Q_{\text{неучт}}, \quad (1)$$

где приходные статьи: $Q_{\text{ТЛ}}$, $Q_{\text{оп}}$, $Q_{\text{ф}}$, $Q'_{\text{к}}$, $Q'_{\text{в}}$, $Q_{\text{вз}}$ – соответственно теплота горения топлива и горения опилок, а так же тепло топлива физическое, тепло загружаемых изделий, тепло, вносимое вагонетками и тепло воздуха, идущего на горение; расходные статьи: $Q''_{\text{к}}$, $Q_{\text{изв}}$, $Q_{\text{исп}}$, $Q''_{\text{в}}$, $Q_{\text{пов}}$, $Q_{\text{ух}}$, $Q_{\text{вг}}$, $Q_{\text{неучт}}$ – соответственно потери тепла с керамическими изделиями, расход тепла на разложение известняка, расход тепла на испарение и нагрев влаги, потери тепла с выходящими вагонетками, потери тепла наружными поверхностями печи, потери тепла с уходящими газами, выход тепла с горячим воздухом, направляемым на сушку.

При измерении параметров работы печи использовались современные приборы с внутренней памятью и выходом на ПК, в том числе газоанализатор ДАГ-500, многоканальный регистратор «Терем-4», автономный миниатюрный регистратор температуры ТЛ-01, инфракрасный пирометр излучения С-300, тепловизор IRISYS 1011.

Основные измеряемые параметры соответствуют материальным потокам на входе и выходе из печи.

Теплотехническое обследование имело ряд особенностей: детальное измерение теплопотерь в окружающую среду наружной поверхностью кладки печи; обследование наружных поверхностей печи с помощью тепловизора; измерение величины газовых потоков; измерения в контрольном канале температурных; подробное изучение коэффициента расхода воздуха в зонах подготовки и обжига керамических изделий.

Основная доля тепла в приходной части – химическая энергия сжигания топлива 90,0 % (80,5 %).

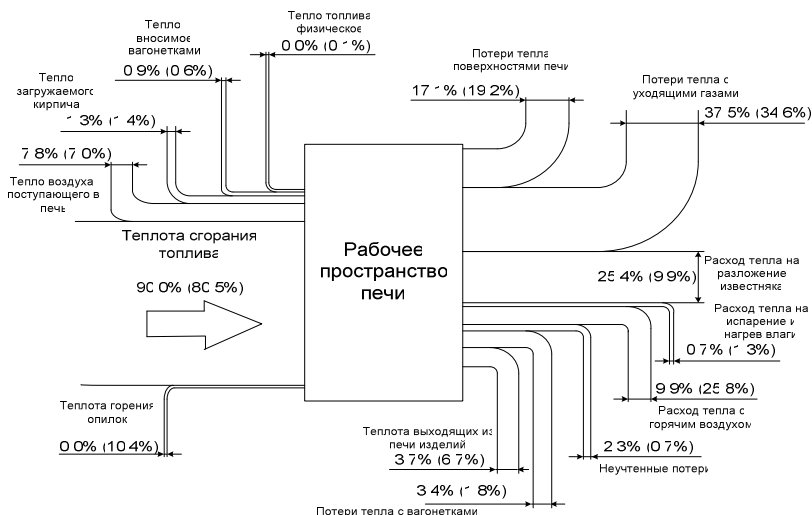


Рис. 1. Схема Санкея теплового баланса печи линии «В» («С»)

В расходной части теплового баланса расход тепла с охлаждающим воздухом составляет ~ 9,9 % (25,8 %), потери тепла с уходящими газами ~ 37,5 % (34,6 %), теплопотери через кладку печи ~ 17,1 % (19,2 %). Велика в тепловом балансе печи доля тепла, теряемого с уходящими газами: 37,5% (34,6%), хотя температура уходящих газов достаточно низкая (120 °C ч 140 °C), что сильно затрудняет утилизацию теплоты газов, содержащих водяные пары, а также окислы серы, углерода, азота.

Коэффициент расхода воздуха по результатам газового анализа на выходе из печи за дымососом $\alpha_{вз}$ изменялся в наших экспериментах от 6,3 до 9,0 (по проекту $\alpha_{вз} = 7,0$), тогда как для горения достаточно иметь величину порядка $\alpha_{вз} = 1,15$. Если удастся снизить подсосы воздуха в зоне подогрева керамических изделий, то экономия топлива может быть существенной – до 20 ч 25 %. Такое направление экономии топлива является, на наш взгляд, основным.

Вторым по значению направлением экономии топлива является уменьшение теплопотерь через ограждения рабочего пространства печи, которые сравнительно велики – 17,1 %. Температура садки изделий на выходе из печи высока (при измерениях ~ 128 °C). Доля тепла выходящих из печи изделий ~ 3,7 % может быть уменьшена ~ в 1,5 ч 2 раза. Доля теплоты горячего (~ 330 °C) воздуха составляет сейчас только ~ 9,9 %.

Выводы

1. Разработана методика теплотехнологических испытаний туннельной печи для обжига керамических изделий.
2. Выявлены направления экономии энергоресурсов, среди которых основными являются потери тепла с уходящими газами и снижение теплотерь через ограждения печи. Это может привести к экономии 25 % газообразного топлива.

Библиографический список

1. Гнездов Е.Н., Марченко Ю.И., Гущина А.В. [и др.]. Мониторинг температурного поля в сушилке керамических изделий // Строительные материалы. – 2008. – № 4. – С. 39 – 41.
2. Гнездов Е.Н., Марченко Ю.И., Пережигин Е.А. Разработка и внедрение измерительно-регистрирующего комплекса для мониторинга процесса сушки керамических изделий // Строительные материалы. – 2007. – № 2. – С. 74 – 75.

*Е.С. Румянцев, А.А. Дьяконов, Д.А. Лапатеев, студенты;
рук. В.М. Захаров, к.т.н., доц., Н.Н. Смирнов, ст. препод.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ОКОН С ЭКРАНАМИ И ДЕЖУРНОГО РЕЖИМА ОТОПЛЕНИЯ

В России с 1 января 2020 г. потребление энергоресурсов в здании должно сократится не менее чем на 40 процентов по отношению к базовому уровню. В странах Европы установлены требования к теплозащите зданий, причем постоянно вводятся новые, более высокие теплозащитные характеристики ограждающих конструкций. Стоит отметить, что законодательные органы ЕС устанавливают коэффициент сопротивления теплопередаче окон к 2020 году на уровне $1,67 - 2,0 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$, а Российские органы власти к 2016 году – на уровне $1,0 - 1,05 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

В климатической камере АНО «Ивановостройиспытания» были произведены испытания окон с использованием теплоотражающих экранов. Нам было интересно изучить влияние на эффективность работы экранов применения стекол с низкоэмиссионным покрытием и размещения фольги в направляющих каналах и на удалении от стекла.

Применение И-стекла дало увеличение сопротивления теплопередаче с $0,47 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ до $0,62 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ (на 29 %), а применение со стороны холодного отделения камеры дополнительно двух металлических экранов, размещенных на расстоянии 10 мм друг от друга, повысило сопротивление до $1,76 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ (на 274 % к контролю 1 или на 189 % к контролю 2). Следует отметить, что совместная работа покрытия и экрана уси-

ливают энергосберегающий эффект. Размещение экрана в направляющем канале незначительно (на $0,034 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ или $3,1 \%$) снизило сопротивление теплопередаче. Также незначительный отрицательный эффект (на $0,026 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ или $2,3 \%$) был получен при удалении экрана на расстояние 80 мм от остекления. При установке 1 металлического экрана для условий отопительного периода г. Иваново, 5-ти дневной рабочей неделе годовые тепловые потери снизятся с $0,223$ до $0,140 \text{ Гкалл}/\text{м}^2$ (или на 37%), при установке 2 экранов – до $0,095 \text{ Гкалл}/\text{м}^2$ (или на 57%).

Действующие нормы в холодный период года в помещениях отапливаемых зданий, когда они не используются и в нерабочее время, позволяют снижать температуру внутреннего воздуха ниже нормируемой. Относительная влажность воздуха в помещении также является нормируемой величиной (для общественно-административных – от 30 до 60%), и именно от влажности воздуха, сопротивления теплопередаче окна, температуры наружного воздуха и зависит температура точки росы на внутреннем остеклении, а значит и минимальная температура воздуха при дежурном режиме отопления.

Как показали расчеты и опытные данные (табл. 1) при применении в окнах теплоотражающих экранов, установленных снаружи, увеличивается сопротивление теплопередачи до $1,76 \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ и повышается температура на внутреннем стекле (табл. 1), следовательно мы можем дополнительно понизить температуру воздуха внутри помещения на $2 - 6 \text{ °C}$ (в зависимости от влажности внутри помещения).

Таблица 1. Данные испытания теплоотражающих экранов в окнах без и с низкоэмиссионным покрытием

Вариант	$q, \text{ Вт}/\text{м}^2$	$t_w, \text{ °C}$	$R, \text{ м}^2 \cdot \text{°C}/\text{Вт}$	$R/R_{\text{Контроль2}}$	$Q_{\text{год}}, \text{ Гкалл}/\text{м}^2$
Контроль 1 4М1х10х4М1х10х4М1	76,1	12,5	0,47	–	0,289
Контроль 2 4М1х10х4М1х10х4И	58,9	14,15	0,62	–	0,223
Экран в теплом отделении	36,13	2,94	0,98	1,61	–
Экран в холодном отделении. В канале	33,31	17,12	1,10	1,81	–
Экран в холодном отделении $S = 80 \text{ мм}$	32,41	16,97	1,108	1,82	–
Экран в холодном отделении. Вплотную	31,36	16,9	1,134	1,87	–
Экран в холодном и теплом от- делении	16,42	11,66	1,45	2,39	0,140
2 экрана с холодной стороны	20,77	18,65	1,757	2,89	0,095

Таким образом получаем, что при применении окон с теплоотражающими экранами наблюдается двойной энергетический эффект:

уменьшаются теплопотери за счет увеличения сопротивления окна, а также снижаются затраты теплоты на нагрев помещения за счет понижения температуры воздуха внутри помещения.

Были разработаны и запатентованы способы управления теплоотражающими экранами.

*В.В. Галчинская, М.Н. Мечтаева, студенты;
рук. Ю.С. Солнышкова, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛООТДАЧИ ПРИ ЕСТЕСТВЕННОЙ КОНВЕКЦИИ ВОЗДУХА МЕТОДОМ РЕГУЛЯРНОГО РЕЖИМА

Целью данной научной работы является определение коэффициента теплоотдачи при естественной конвекции воздуха около вертикальных цилиндрических образцов, выполненных из различных материалов. Определение коэффициента теплоотдачи выполнено методом регулярного режима при проведении эксперимента на лабораторном стенде, изготовленном в УНЦ «Физтехприбор» г. Москва.

Стенд состоит из термостата (в котором движется горячая вода, нагревающая образцы), дюралевого и медного цилиндров, нагревателя и измерителя температур. В ходе эксперимента цилиндрические образцы сначала нагревают в термостате, а затем охлаждают на воздухе при свободной конвекции и контролируют значения температур воздуха и обоих цилиндров через равные промежутки времени. Была выполнена серия экспериментов при минимальной, средней и максимальной мощности нагревателя.

Используя свойства регулярного режима теплопроводности, можно определить коэффициент теплоотдачи [1]:

$$\bar{\alpha} = \frac{m \cdot c \cdot \rho \cdot R}{k}, \quad (1)$$

где m – темп охлаждения, $с^{-1}$; c – удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; R – радиус цилиндра, м; k – коэффициент формы тела (для цилиндра $k = 2$).

По результатам эксперимента построены графики зависимости логарифма избыточной температуры от времени $\ln(v = T - T_f) = f(\tau)$. Эти зависимости описываются уравнением прямой, для которой темп охлаждения является тангенсом угла наклона прямолинейной части кривой к оси абсцисс:

$$\ln \vartheta = \ln C - m\tau, \quad (2)$$

где $v = T - T_f$ – избыточная температура в момент охлаждения τ ; m – темп охлаждения; C – константа; T_f – температура окружающей среды.

В работе выполнен анализ точности эксперимента путем сравнения опытного значения коэффициента теплоотдачи с расчетом по известным критериальным формулам [2]. Сделан вывод об удовлетворительном совпадении результатов расчета и экспериментального значения коэффициента теплоотдачи.

Библиографический список

1. <http://ispu.ru/node/8115> [Электронный ресурс] – дата обращения 01.03.2013.
2. Лыков А.В. Теория теплопроводности: учеб. пособие / А.В. Лыков. – М.: Высшая школа, 1967. – 600 с.

*К.С. Горячевский, студ.; рук. М.Г. Попов
(СПбГПУ, г. Санкт-Петербург)*

РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В КАБЕЛЬНЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ

Цель релейной защиты – защита оборудования в аварийных ситуациях. Средства РЗ осуществляют непрерывный контроль технического состояния оборудования и параметров энергосистемы и срабатывают при превышении некоторых заданных уставок. Другими словами, устройства РЗ работают после возникновения аварии, то есть принципиально оборудование оказывается в аварийном режиме. Это снижает эксплуатационный потенциал оборудования и может в отдельных случаях вывести его из строя.

Решением такой проблемы являются средства диагностики оборудования, заранее по тем или иным параметрам предупреждающие о возможной поломке. В современной электроэнергетике эти средства имеют ограниченное применение по двум причинам.

Первая причина относится к принципиальному характеру аварий в электроэнергетике. Авария – вероятностное событие. То есть, несмотря на наличие объективных причин, не всегда можно точно утверждать об обязательном возникновении аварии, и тем более нельзя предсказать время, через которое произойдет это событие.

Вторая причина относится к системам диагностики. Они могут предполагать вывод оборудования из эксплуатации для проведения диагностики, что не всегда является возможным. Также такие системы предполагают установку дополнительных устройств, что усложняет схему подстанции и требует дополнительных затрат.

В итоге, вывод оборудования из эксплуатации вследствие сигналов диагностических систем может быть не обоснован, то есть убыток от недоиспользования ресурсов может быть даже больше, чем убыток от последствий аварии. Это объясняется тем, что прогнозы диагностических систем могут быть крайне приблизительными или, в некоторых случаях, совсем не оправдываться.

Как следствие, предлагаемая диагностическая система должна обладать следующими свойствами:

- не усложнять имеющуюся схему подстанции;
- работать непрерывно, то есть без обеспечения дополнительных испытаний.

Основной причиной однофазных замыканий на землю являются электрическое старение изоляции кабеля. Причиной старения становятся как общее ухудшение диэлектрических свойств со временем, так и локальное появление триингов. Триинг – образование в твердых диэлектриках разветвленной микроструктуры в виде объемной сетки под действием напряжения. Различают водный и электрический триинги. Водные триинги появляются при эксплуатации в условиях повышенной влажности. Электрические триинги – следствие частичных разрядов, происходящих на случайных включениях и неоднородностях кабеля. Далее рассматривается воздействие на кабели из сшитого полиэтилена электрических триингов. Следствием частичных разрядов в изоляции становится возникновение новых неоднородностей и появление полупроводящих продуктов, что ведет к возникновению новых частичных разрядов. Таким образом в изоляции развивается целая структура, которая в итоге приводит к уменьшению эффективной толщины изоляции и пробоем по условию электрической прочности.

Обнаружение непосредственно самих частичных разрядов в обычных условиях эксплуатации электрических сетей является практически невозможным, так как амплитуда напряжения частичных разрядов составляет всего несколько вольт, то есть, сопоставима с уровнем случайных помех в сети. Обнаружение дендритных каналов как следствия частичных разрядов возможно с помощью специального диагностического оборудования, которое требует вывода кабеля из эксплуатации.

Предлагаемым принципом является диагностика параметров нормального эксплуатационного режима кабеля. То есть, не выявление дендритных каналов или разрядов как таковых, а отслеживание изменений, которые происходят в кабеле при локальном уменьшении электрической прочности. При этом происходит изменение емкости и проводимости кабеля на землю и междупазной емкости и проводимости, что ведет к появлению симметричных составляющих нулевой и обратной последовательности, по которым и может быть произведена диагностика повреждения.

В сетях напряжением 6 – 35 кВ с изолированной нейтралью допустим неполнофазный режим, поэтому далее будут рассматриваться сети с глухозаземленной нейтралью (110 кВ и выше). Кроме недопустимости однофазных замыканий, сети с глухозаземленной нейтралью предполагают гораздо большие уровни напряжений и токов обратной и нулевой последовательностей.

Кроме того, результат диагностики в соответствии с вышеописанными принципами может быть применен только при однозначном возникновении аварии. В средствах релейной защиты такой результат диагностики может использоваться для уменьшения уставки времени при срабатывании защиты от однофазных замыканий. Другими словами, увеличение токов и напряжений нулевой и обратной последовательности в кабеле непосредственно перед однофазным замыканием свидетельствует о том, что причиной аварии с большой вероятностью является именно ухудшение изоляции вследствие триинга. Следовательно, в релейной защите можно автоматически скорректировать вероятностную составляющую уставки во времени, отвечающую за отстройку от случайных колебаний. Такая коррекция приведет к сокращению времени эксплуатации оборудования в аварийном режиме и сохранению ресурса оборудования; в то же время не потребуются предварительного отключения по сигналу диагностической системы.

Библиографический список

1. **Кучинский Г.С.** Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. – 224 с.
2. **Федосеев А.М., Федосеев М.А.** Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
3. **Сви П.М.** Контроль высоковольтной изоляции методом частичных разрядов. – М.: Государственное энергетическое изд-во, 1962.

***Т.Е. Шадриков, асп.; рук. В.Ф. Воробьев, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)***

ИССЛЕДОВАНИЯ ФОРМЫ ВЫХОДНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ УМНОЖЕНИЯ В РЕАЛИЗАЦИИ КОМПАКТНОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА ИСПЫТАНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С РАЗЛИЧНОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Высоковольтные кабельные линии в современном мире являются наиболее актуальным способом передачи энергии от распределительных подстанций до потребителей электроэнергии. Уже более 100 лет освоен выпуск силовых кабелей с различными классами напряжения и условия-

ми эксплуатации. С ростом номинального напряжения кабелей менялись изоляционные материалы, способы их изготовления, а так же конструкция силовых кабелей. Наиболее перспективными в настоящее время являются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-изоляция, XLPE). Для обеспечения надежной и безотказной работы единой энергетической системы РФ, повышения надежности электроснабжения потребителей существует система плано-профилактических испытания электрооборудования. Вид и техника проведения испытания предписана нормативными документами, используемыми в РФ [1]. Проблема эффективной и неразрушающей диагностики вводимых в строй кабельных линий, также и ныне эксплуатируемых кабелей важна как никогда.

Согласно [1] силовые кабельные линии должны выдерживать в течение определенного времени воздействие повышенного выпрямленного напряжения между жилой кабеля и заземленной частью. Испытания повышенным по отношению к номинальному в 4 – 6 раз напряжением давно применяются эксплуатирующим персоналом. Испытательным оборудованием, как правило, служит аппарат испытания диэлектриков и его аналоги, например, АИД-70М [2], предоставляющие возможность получения высокого выпрямленного напряжения при своих небольших габаритах. Однако с перспективой массового внедрения кабелей с СПЭ-изоляцией испытания кабелей повышенным выпрямленным напряжением не допустимы. Использование постоянного напряжения при испытаниях СПЭ-кабелей ускоряет процессы старения изоляции кабеля, приводя к сокращению срока его службы с нормативных 35 лет до 5 – 7 лет. Это происходит за счет накопления объемного заряда в неоднородностях изоляции кабеля и последующего увеличения рабочей напряженности изоляции, ускоряющей рост водяных деревьев – водных триингов. Совместно с испытанием изоляции кабеля постоянным напряжением, существуют резонансные методы поиска повреждения в кабеле. Метод основан на резонансном процессе, возникающем во вторичной цепи, состоящей из индуктивности прибора и емкости кабеля. Резонансные установки применяются уже много лет, однако, несмотря на то, что они меньше обычных силовых трансформаторов промышленной частоты, они достаточно тяжелы и потребляют значительную энергию на входе. Резонансные установки не являются портативными. Европейские и американские производители предлагают для диагностики и испытаний кабельной СПЭ-изоляции применять установки СНЧ – сверхнизкой частоты. Производством диагностических установок СНЧ занимаются многие европейские и американские электротехнические компании Baur, HV Inc, Seba и другие. В Европе используются стандарты IEC 60502 [3], VDE и др. предписывающие проводить испытания кабелей лишь повышенным на-

пряжением сверхнизкой частоты. Нормативная база в России, по испытанию кабелей с СПЭ-изоляцией отсутствует. Существуют дифференцированные рекомендации заводов-изготовителей кабельной продукции на методику испытаний выпускаемой ими продукции. Существуют рекомендации эксплуатирующих организаций [4], в которых приведены методы и способы испытаний оборудования методом воздействия напряжения сверхнизкой частоты на основе европейских стандартов.

Направление производства устройств сверхнизкой частоты и уже освоено, резонансные методы применяются давно, однако большую часть рабочего времени кабель работает под напряжением промышленной частоты. Именно поэтому испытания напряжением промышленной частоты раскрывают наиболее полную картину состояния изоляции кабеля с любой изоляцией. Основной проблемой при разработке портативных испытательных установок для диагностики кабельной изоляции является мощность самой установки [5]. Силовой высоковольтный кабель, в особенности с СПЭ-изоляцией, представляет собой объект с большой погонной емкостью. Например, для СПЭ-кабеля АВВг производства компании АВВ на напряжение 6 – 10 кВ с сечением жилы 185 мм² составляет 0.35 мкФ/км. Таким образом, для испытания 5 километрового кабеля повышенным напряжением 15 кВ требуется мощность порядка 50 – 70 кВА. Применение «классических» устройств получения повышенного напряжения промышленной частоты нецелесообразно, ввиду большой массы испытательного высоковольтного трансформатора.

Из теоретических соображений высокое напряжение может быть получено путем применения не высоковольтного трансформатора, а схемы умножения напряжения. Конденсаторы схемы умножения используются как элемент в котором запасается энергия (по аналогии с магнитопроводом трансформатора). Выходные характеристики классической схемы умножения, построенной по принципам Кокрофта-Валтона или Грайнаера, получаются с высоким напряжением и постоянным током и используются в различных областях науки и техники. Для реализации нового испытательного источника необходимо создать условия получения переменного напряжения с выхода схемы. Основными вопросами при моделировании схемы умножения напряжения являлись:

- Возможность получения переменного напряжения с использованием схемы умножения напряжения;
- Отличия формы кривой напряжения от синусоидальной;
- Влияние ступеней УСУ и параметров элементов схемы на качество выходного напряжения.

Для исследования возможностей схемы умножения была создана модель, представленная на рис. 1.

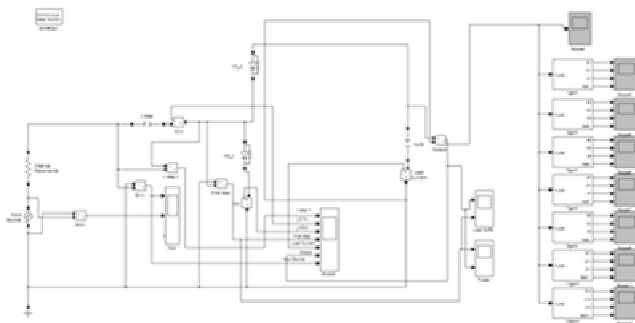


Рис. 1. Модель для исследования работы схемы умножения напряжения

Расчет модели производился по одношаговому явному методу Рунге-Кутты для дифференциальных уравнений 4-го и 5-го порядка. Этот метод дает хорошие результаты при решении задач, описывающих осцилляторы с почти гармоническим выходным сигналом. Результаты гармонического анализа представлены в табл. 1.

Таблица 1. Показатели гармонического анализа

Номер гармоники ν	B_{kms} , А	C_{kms} , А	A_{kms} , А	ψ_k , рад
1	1,7	13,5	13,7	1,5
3	-11	6	12	0,6
5	-9	1,5	9	-0,3
7	-3,7	4,5	5,8	-0,9
9	0,3	2,1	1,7	1,5
11	-0,2	-0,5	0,8	1,3
13	2,25	0,5	2,25	0,5

Для анализа формы напряжения за 10 периодов воздействия воспользуемся утилитой FFT Analysis Tool из пакета PowerGUI. Для проведения гармонического анализа необходимо предусмотреть вывод исследуемых сигналов в рабочую область MATLAB. Результаты гармонического анализа с помощью функции FFT Tool представлены на рис. 2.

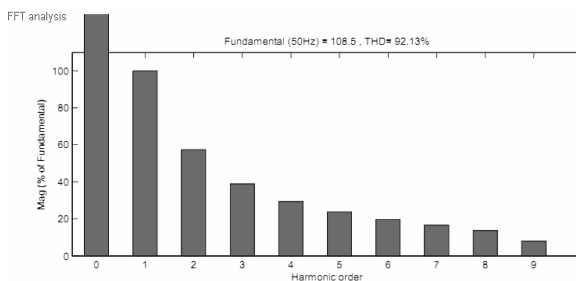


Рис. 2. Результаты гармонического анализа

В результате исследования выявлено, что схема умножения напряжения позволяет получить четверть периода синусоиды напряжения промышленной частоты с гармоническими искажениями. Они могут быть устранены повышением частоты входного напряжения и параметрами схемы умножения.

*А.П. Плотников, студ.; рук. В.О. Белько, к.т.н., доц.
(СПбГПУ, г. Санкт-Петербург)*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УДЕЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КОНДЕНСАТОРОВ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Электрические конденсаторы играют важную роль в поддержании нормального функционирования и стабильного развития современной энергосистемы. При передаче электрической энергии от места ее получения к потребителю в линиях электропередачи, распределительных сетях и связанных с ними устройствами теряется в общей сложности около 13,6 % всей вырабатываемой энергии [1]. Вопрос снижения потерь приобретает в силу данного обстоятельства важное экономическое значение. Снижение потерь возможно благодаря компенсации индуктивного сопротивления линии электропередачи и генерации реактивной мощности у потребителя. Конденсаторы являются основным компонентом устройств продольной компенсации, статических компенсаторов реактивной мощности, неотъемлемым компонентом фильтров высших гармоник и разнообразной преобразовательной техники.

Компенсация реактивной мощности позволяет:

1) Повысить экономичность энергосистемы вследствие увеличения коэффициента мощности $\cos \varphi$ и снижения потерь, обусловленных протеканием реактивного (индуктивного) тока [2];

2) Повысить надежность работы энергосистемы: уменьшить нагрузку на элементы распределительной сети (подводящих линий, трансформаторов и распределительных устройств), тем самым продлить срок их службы;

3) Улучшить качество электроэнергии (в соответствии с нормами ГОСТ 13109-97), устранив влияние высших гармоник и обеспечив повышение производительности технологического оборудования за счет снижения аварийности, связанной с нарушением работы и выходом из строя элементов сети (кабельные линии, силовые трансформаторы), микропроцессорной техники.

Из рис. 2 видно, что мировое потребление электроэнергии испытывает рост в 2,6 %, а рынок оборудования для электропередачи увеличивается

ется на 20 % ежегодно. Возрастающие потребности в электроэнергии обуславливают стабильный спрос на продукцию конденсаторостроения. Существенное увеличение удельных характеристик электрических конденсаторов возможно при замене электродов с фольговых на металлизированные, что позволяет использовать эффект самовосстановления (СВ, англ. self-healing).

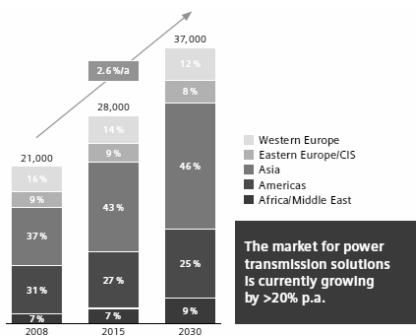


Рис. 1. Рост мирового потребления электроэнергии по регионам (ТВт·ч/год) [3]

Электроды конденсатора при этом представляют собой тонкие (5 – 20 нм) пленки металла (Al, Zn), напыленные на полимерный диэлектрик (полипропилен, полиэтилентерефталат). Такие конденсаторы называются металлопленочными (МПК). Эффект СВ заключается в том, что в случае пробоя диэлектрика металлический слой вокруг места пробоя испаряется вследствие горения микродугового разряда, изолируя тем самым слабое место диэлектрика от основных электродов [4]. Конденсатор продолжает работать с небольшой потерей емкости, не выходя из строя.

В последние годы рядом зарубежных производителей (General Atomics Energy Products, АВВ, Еrcos, Vishay) достигнуты определенные успехи в данном направлении. Удельные характеристики конденсаторов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Сравнительные характеристики силовых конденсаторов

Производитель	Характеристика конденсатора (силовой однофазный)			
	U _{ном} , кВ	C, мкФ	Размеры корпуса (ДхШхВ), мм	Объемная плотность энергии, мДж/см ³
GAEP	1,05	750	95x116x267	141
СКЗ «КВАР»	1	433	380x120x650	7
НИИ «Гириконд»	1	200	цилиндр L = 140, D = 100	91

Из табл. 1 видно, что плотность энергии силовых высоковольтных конденсаторов отечественных производителей заметно ниже, чем у аналогичных им конденсатора компании GAEP, активно развивающей направление самовосстанавливающихся конденсаторов.

Конденсатор производства НИИ «Гириконд» обладает неплохим показателем плотности энергии, однако он является металлобумажным, что обуславливает массу его недостатков: пониженная электрическая прочность, влаго- и теплостойкость, низкий срок службы (на 2 порядка ниже, чем у конденсатора производства GAEP).

Однако сплошная металлизация конденсаторного диэлектрика не позволяет создавать действительно оптимальные конструкции по причине неуправляемого выделения энергии при СВ. Улучшение характеристик МПК возможно при переходе к сегментированной металлизации, то есть разделенной на множество частей, соединенных между собой проводящими «мостиками». Это позволяет ограничить энергию СВ и сделать ее управляемым параметром и как следствие этого – значительно поднять удельные характеристики конденсаторов.

Дальнейшая оптимизация конденсаторных конструкций связана с правильным выбором параметров сегментации, что невозможно без знания особенностей электродинамического разрушения металлизированных электродов на субмикросекундных и микросекундных масштабах времени.

Методика расчета сегментации МПК, предложенная авторами [5], основана на учете отвода тепла в полимерную подложку и особенностей электродинамических характеристик тонкопленочных проводников, дает хорошее совпадение с уже известным оптимальным рисунком сегментации пленки от мирового лидера в данной области (см. табл. 2).

Недостаток методики заключается в том, что энергетическая характеристика процесса самовосстановления основана на эмпирических данных, что ограничивает сферу адекватного применения методики.

Таблица 2. Сравнение параметров сегментации (для емкости $C = 1$ мкФ)

Пленка производства Steiner				Инж. методика	
$d_{\text{длина}}$, МКМ	b_{bridge} , ММ	l_{bridge} , ММ	γ , Ом ⁻¹	b_{bridge} , ММ	l_{bridge} , ММ
3	0.3 ± 0.1	0.3 ± 0.2	$0.15 - 0.25$	0.2	0.16
5	0.5 ± 0.1	0.3 ± 0.2	$0.2 - 0.3$	0.36	0.22
8	0.7 ± 0.1	0.3 ± 0.2	$0.3 - 0.4$	0.6	0.27

Знание энергетических и динамических характеристик микродугового разряда, полученное из теоретической модели микродуги, позволит устранить недостаток методики. На данный момент экспериментально исследованы характеристики микродуги в зависимости от величины разрядного промежутка, работа находится на этапе моделирования и теоретического изучения явления.

Библиографический список

1. **Отчет** ОАО «НТЦ ЕЭС» [/www.ntc-power.ru/media/files/referat5.pdf] (Дата обращения 1.12.2013).
2. **Кучинский, Г.С.**, Назаров Н.И. Силовые электрические конденсаторы. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 319 с.
3. **Siemens Energy MOP3** – scenario “Base” Case 2008 [/www.siemens.com/energy] (Дата обращения 1.12.2013).
4. **Емельянов О.А.** Основы электроизоляционной, кабельной и конденсаторной техники: лаб. практикум / О.А. Емельянов, В.О. Белько, П.Н. Бондаренко, М.В. Шемет. – Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – Ч. 1: Изучение основных характеристик электрических конденсаторов. – 2010. – 72 с.
5. **Белько В.О.** Исследование закономерностей электродинамического разрушения электродов металлопленочных конденсаторов: Дис. канд. техн. наук. – СПб., 2010. – 177 с.

*Т.Ю. Винокурова, маг.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ В СЕТЯХ 6 – 10 кВ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ЗАЩИТАХ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Введение. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) – преобладающий вид повреждений в сетях 6 – 10 кВ, часто являющиеся первопричиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом. Поэтому надежность работы этих сетей зависит от эффективности функционирования устройств защиты от данного вида повреждений.

В компенсированных сетях 6 – 10 кВ систем промышленного и городского электроснабжения наиболее широкое применение получили токовые защиты от ОЗЗ, основанные на высших гармониках (ВГ) в токах нулевой последовательности защищаемых присоединений. К ним относятся устройства защиты, работающие, как правило, в диапазоне частот ВГ от 150 до 650 Гц, абсолютного замера ВГ в токах нулевой последовательности присоединений защищаемого объекта (УСЗ-2/2 и его аналоги [1, 2 и др.]). Однако эффективность функционирования таких защит во многих случаях не удовлетворяет предъявляемым требованиям [3]. Селективность и устойчивость функционирования токовых защит на принципе абсолютного замера ВГ определяются минимальным уровнем гармоник и степенью нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ. Появление современных систем моделирования электроэнергетических систем и объектов, например, Matlab и др., обеспечивает возможность применения более точных моделей сетей 6 – 10 кВ и их элементов и получения уточненных оценок минимального уровня и нестабильности ВГ в токах ОЗЗ.

Цель работы – оценка минимального уровня и степени нестабильности гармоник в токах ОЗЗ компенсированных сетей 6 – 10 кВ для разра-

ботки на этой основе способов повышения эффективности функционирования токовых защит от замыканий на землю на основе ВГ.

Оценка минимального уровня высших гармоник в токе ОЗЗ компенсированных сетей 6 – 10 кВ. При оценке минимального уровня ВГ в сетях 6 – 10 кВ в качестве основных источников ВГ следует учитывать силовые трансформаторы, установленные на приемных подстанциях [4]. Такой подход к оценке минимального уровня ВГ применялся в работах Кискачи В.М. и Жежеленко И.В. [4 – 6]. Указанные оценки проводились в конце 60-х годов на основе упрощенных аналитических методов и схем замещения электрических сетей 6 – 10 кВ и их элементов, ограничивающих возможности исследователей и разработчиков.

На основе статистического анализа данных по компенсированным сетям 6 – 10 кВ систем промышленного и городского электроснабжения в среде Matlab разработана модель такой сети, представленная на рис. 1, параметры которой приведены в табл. 1, 2.

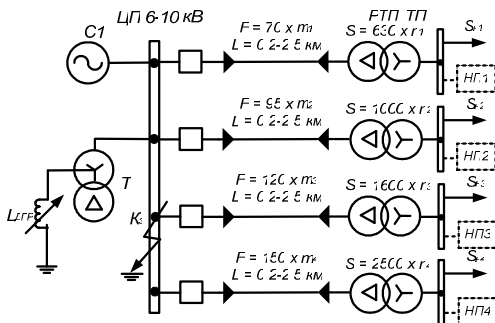


Рис. 1. Обобщенная схема сети 6 – 10 кВ для оценки минимального уровня и степени нестабильности ВГ в токе ОЗЗ

Таблица 1. Основные параметры расчетной схемы замещения для оценки уровня ВГ в токе ОЗЗ и их колебания

I_{Σ}, A	$I_{к}^{(3)}, A$	$S_{пт.тр}, MVA$	$l_{кл}, км$	$l_{кл ср}, км$	$S = S_{пт\Sigma} / S_{пр\Sigma}$
20.. 100	5.. 20	25.. 100	0,3 – 2,5	0,8	0,7.. 1,5

Таблица 2. Доля трансформаторов различной мощности в сети и величины сечений линий связи ЦП и ТП (РТП)

Параметр	Для трансформаторов нагрузки номинальной мощности $S_{ном}, кВА$			
	630	1000	1600	2500
Доля в суммарной мощности трансформаторов нагрузки, %	25	64	7	4
Среднее сечение кабельной линии от ЦП до ТП (РТП), мм ²	70	95	120	150

На основе расчетов, выполненных на моделях типовых кабельных сетей 6 – 10 кВ, установлено, что минимальный уровень ВГ при ОЗЗ может быть в несколько раз меньше существующих его оценок, принимаемых при определении требований к чувствительности защит на основе ВГ (табл. 3).

Таблица 3. Расчетные значения 5-й гармоники в токе ОЗЗ

Ток 5-й гармоники в месте ОЗЗ	Значение тока I_5 , А			
	$I_{сг} = 25$ А	$I_{сг} = 50$ А	$I_{сг} = 100$ А	$I_{сг} = 250$ А
Расчет при $S = 0,7$	0,2 ... 0,23	0,56 ... 0,65	1,55 ... 1,78	4,73 ... 5,44
Расчет при $S = 1,5$	0,33 ... 0,38	0,88 ... 0,98	2,43 ... 2,67	6,46 ... 7,11
Расчет [5] при $S = 1,5$	0,65	1,3	2,6	6,5
Расчет [6] при $S = 0,75$	0,47	0,94	1,88	4,7
Ток срабатывания УСЗ-2/2 [1, 2]	0,95	1,4	2,5	4,85

Из данных, приведенных в табл. 3, можно видеть, что полученные оценки минимального уровня ВГ в токах ОЗЗ компенсированных сетей в несколько раз меньше минимального тока срабатывания получивших наиболее широкое применение в компенсированных сетях 6 – 10 кВ устройств токовой защиты абсолютного замера ВГ. Поэтому для обеспечения требуемой чувствительности в наиболее тяжелых условиях функционирования минимальный первичный ток срабатывания существующих и разрабатываемых устройств защиты от ОЗЗ на основе ВГ следует уменьшить до значений порядка 0,1 А.

Оценка нестабильности ВГ. На основе анализа свойств и характеристик источников ВГ показано, что основным источником гармоник в кабельных сетях 6 – 10 кВ являются нелинейные преобразователи (НП) (вентильные управляемые и неуправляемые преобразователи), наличие и режим работы которых и обуславливает нестабильность уровня ВГ в рассматриваемых сетях. Разработанные математические модели основных источников ВГ позволяют построить комплексные модели кабельных сетей 6 – 10 кВ для оценки нестабильности ВГ (рис. 1). В некоторых режимах работы системы (выходной день, ночная смена) нелинейные преобразователи могут быть отключены (в системе имеет место минимальный уровень ВГ в токе ОЗЗ), поэтому на схеме на рис. 1 НП показаны пунктиром. Достоверность расчетов с использованием предложенной модели сети проверена посредством сравнения полученных результатов расчетов с результатами расчета, полученными на полной модели реальной сети.

На основе расчетов, выполненных с использованием предложенного метода моделирования на ЭВМ (табл. 4), показано, что в сетях, питающих нагрузку предприятий с непрерывным циклом работы, нестабильность уровня ВГ в токах ОЗЗ $Z \approx 3 \dots 5$, что достаточно хорошо коррели-

руется со значениями, приведенными в [1]: $Z \approx 3 \dots 4$. Для предприятий, работающих в сменах и с выходными днями, коэффициент нестабильности уровня ВГ Z может значительно превышать существующие на сегодняшний день оценки, что приводит к завышению области возможного применения широко используемых в компенсированных сетях 6 – 10 кВ токовых защит абсолютного замера ВГ.

Таблица 4. Расчетные значения коэффициента нестабильности Z_v

Тип предприятия	Z_v для гармоник 5, 7, 11, 13-го порядка				
	5	7	11	13	Среднее значение
С непрерывным циклом производства	2,1	4,4	5,6	9,6	3,4
При отключении НП в ночные смены и выходные дни	28,3	152	–	–	53,3

Полученные расчетные оценки коэффициента нестабильности уровня ВГ в токах ОЗЗ компенсированных сетей 6 – 10 кВ существенно выше принимаемых в настоящее время. Поэтому оценки области возможного применения токовых защит абсолютного замера ВГ в токах $3I_0$ завышены.

Вывод. В условиях значительной нестабильности уровня ВГ в токах ОЗЗ повышение эффективности функционирования защит от ОЗЗ, основанных на использовании ВГ, возможно, на наш взгляд, только при использовании адаптивных устройств защиты, нечувствительных к нестабильности уровня ВГ. Разработка таких устройств защиты должна составить предмет дальнейших исследований.

Библиографический список

1. **Кискачи В.М.** Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник токов нулевой последовательности // Электричество. – 1967. – № 9. – С. 24 – 29.
2. **Устройство** сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / Кискачи В.М., Сурцева С.Е., Горшенина Н.М. и др. // Электрические станции. – 1972. – № 4. – С. 69 – 72.
3. **Борухман В.А.** Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // Энергетик. – 2000. – № 1. – С. 20 – 22.
4. **Кискачи В.М.** Расчет минимального уровня высших гармоник при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью // Тр. ВНИИЭ. – Вып. 26. Работы в области релейной защиты и автоматики. – М.: Энергия, 1966. – С. 89 – 105.
5. **Кискачи В.М.** Условия селективной работы сигнализации однофазных замыканий с использованием высших гармоник тока нулевой последовательности // Тр. ВНИИЭ. – Вып. 26. Работы в области релейной защиты и автоматики. – М.: Энергия. – 1966. – С. 80 – 88.
6. **Жежеленко И.В., Толпыго О.Б.** Чувствительность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий // Электричество. – 1969. – № 10. – С. 32 – 39.

*Р.Ф. Галиев, студ.; рук. А.М. Маклецов, к.т.н., проф.
(КГЭУ, г. Казань)*

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ФАЗЫ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Целью проведения исследования является изучение влияния разности фаз центров питания на величину потерь активной мощности в сети 10 кВ.

Функция принудительного изменения величины угла сдвига напряжения источника электроэнергии выполняет фазоповоротный трансформатор (ФПТ).

С использованием ФПТ появляется возможность реализации более благоприятных сценариев загрузки линий сети относительно естественного распределения потоков мощности, которое часто приводит к перегрузке маломощных линий, ограничению пропускной способности мощных линий, увеличению потерь электроэнергии и другим негативным последствиям.

Как показывает опыт эксплуатации отечественных и зарубежных энергетиков ФПТ используется лишь в сетях высокого напряжения. В России использовали кросс-трансформаторы для освобождения сетей от неадекватных транспортных потоков путем перевода их в сети более высокого напряжения.

В работе рассматривается использование ФПТ с поперечным регулированием напряжения в распределительных сетях. Технология производства таких трансформаторов известна и не составит труда производство ФПТ для сетей. Поперечное регулирование с ФПТ позволяет перераспределить потоки мощности в сети и снизить потери активной мощности.

Специально для исследования была разработана математическая модель, позволяющая рассчитывать режимы с учетом различных коэффициентов трансформации ФПТ. Для расчета была выбрана схема с двусторонним питанием (энергосистемы А и Б). Интересующее нас кольцо 10 кВ запитывается с шин понизительных подстанций (ПС1 и ПС5). Как видно из схемы сети (рис. 1) сеть является в достаточной степени неоднородной.

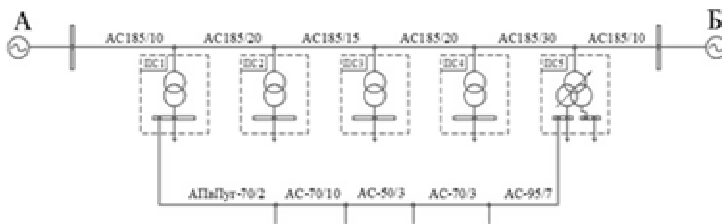


Рис. 1. Однолинейная схема электрической сети

На основании исходной схемы была составлена схема замещения (рис. 2) с указанием всех необходимых для расчета установившегося режима параметров.

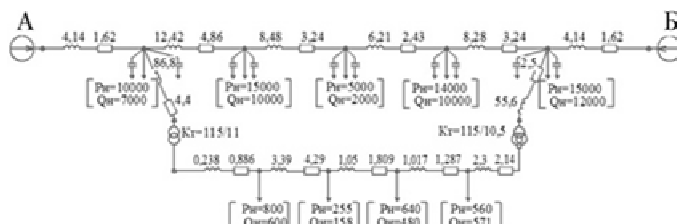


Рис. 2. Расчетная схема замещения

Во время исследования выяснилось, что с точки зрения снижения потерь активной мощности не имеет значения в каком центре питания размещать ФПТ. Главное обеспечить необходимую разность фаз напряжений центров питания. Для каждой конкретной сети при постоянных нагрузках существует оптимальная разность фаз, при которой потери минимальны.

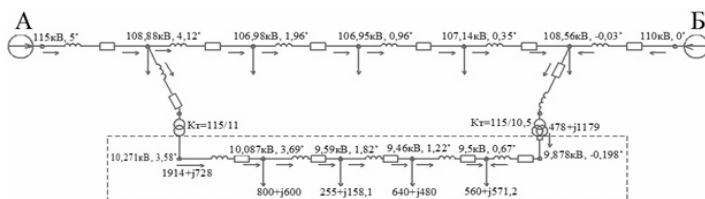


Рис. 3. Результаты расчета режима без ФПТ

Очень наглядно показывает картину всех результатов исследования график зависимости уровня потерь активной мощности в сети от разности фаз напряжений центров питания (рис. 4).

Таблица 1. Результаты экономических расчетов

Р в исходной сети, кВт	136,79
dP с учетом ФПТ, кВт	98,76
Снижение потерь активной мощности, кВт	38,03
Снижение потерь активной мощности, %	27,8
Экономия за год использования устройства, руб	657158
Стоимость устройства при окупаемости 5 лет, руб	3285792
Стоимость устройства при окупаемости 7 лет, руб	4600109
Стоимость устройства при окупаемости 10 лет, руб	6571584

Мы видим, что использование ФПТ в данной конкретной сети позволяет снизить потери активной мощности на 38,03 кВт. Это возможно, если отрегулировать фазу напряжения в одном из центров питания так, чтобы разность фаз составляла 0,73 градуса. На практике сделать настолько точное устройство переключения проблематично. Вполне доста-

точно будет регулирование плюс-минус восемь градусов с шагом в полградуса или один градус. Далее был произведен приблизительный экономический расчет предложенного варианта.

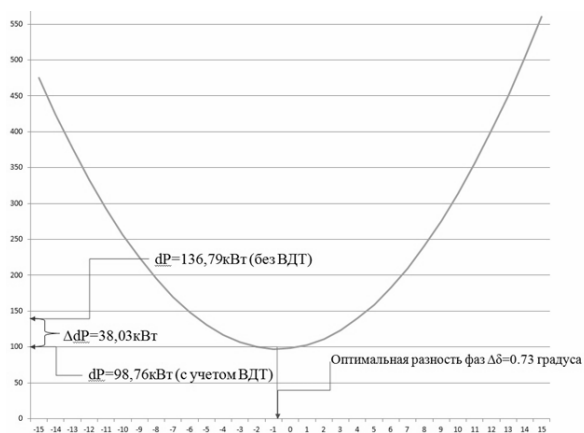


Рис. 4. Зависимость потерь электроэнергии от разности фаз центров питания

За 10 лет использования ФПТ можно сэкономить порядка 6,6 млн руб., что является очень хорошим показателем. Открытым остается лишь вопрос производства ФПТ со стоимостью, обеспечивающей приемлемый срок его окупаемости.

Библиографический список

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

*Е.С. Зайцев, асп.; рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЕЙ С УЧЕТОМ ПОВЕРХНОСТНОГО ЭФФЕКТА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Пропускная способность кабельных линий зависит от большого количества параметров. Часть из них возможно определить по аналитиче-

ским или эмпирическим формулам на стадии проектирования, однако, все факторы влияния, которые определяются внешними условиями окружающей среды и нюансами прокладки, учесть сложно. В результате на практике реальный допустимый ток нагрузки кабелей, обусловленный фактическим температурным режимом, может сильно отличаться от рассчитанного на стадии проектирования.

На сегодняшний день эту проблему пытаются решить с помощью оптоволоконных средств мониторинга распределенной температуры в режиме реального времени, которые позволяют определять температурный профиль кабелей как функцию времени [1]. Но, так как оптоволоконный датчик возможно разместить только на поверхности кабеля (в лучшем случае в экране, если внедрять на стадии производства), то невозможно получить температуру наиболее нагретых слоев изоляции вблизи жилы. Переменные же нагрузочные режимы кабелей приводят к существенной нестационарности процесса и появлению неконтролируемой методической погрешности. Кроме того, существует задача выполнения превентивных мер по устранению перегрева изоляции, а на основе данных о текущей температуре поверхности либо экрана кабеля предсказать превышение допустимой температуры изоляции весьма затруднительно. Для этого требуется динамический расчет температурного поля в сечении кабельной линии в режиме реального времени.

Эту задачу возможно решить с помощью метода сосредоточенных теплоемкостей [2] на основе которого температура в сечении кабеля рассчитывается с помощью тепловой схемы замещения (см. рис. 1).

Величина источников определяется по закону Джоуля–Ленца ($Q_i = R_i I_i^2$) и зависит от частоты и рядом расположенных однофазных кабелей, а также цепей КЛ ввиду поверхностного эффекта и эффекта близости.

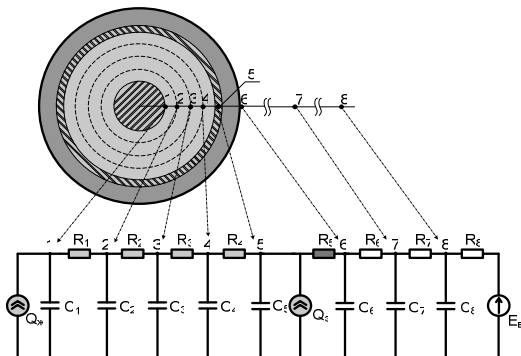


Рис. 1. Схема разделения изоляции на ряд колец и тепловая схема замещения для численного расчета температуры

В каталогах кабельной продукции поверхностный эффект учитывается при расчете активного сопротивления жилы переменному току промышленной частоты. Расчет осуществляется по методике, предлагаемой в [3] с помощью эмпирической формулы (1):

$$R_0 = R_{0-} \cdot \left(1 + \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \right), \quad (1)$$

$$x_s = \sqrt{\frac{8\pi f}{R_{0-}} \cdot k_s \cdot 10^{-7}},$$

где R_{0-} – сопротивление постоянному току на единицу длины; f – частота переменного тока; k_s – коэффициент, учитывающий конструкцию жилы (если она полая или сегментная).

При этом в [3] отмечается, что использование данной формулы дает хороший результат при слабо выраженном поверхностном эффекте, когда $x_s \leq 2,8$.

Для расчетов тепловыделений в переходных режимах, когда содержатся гармоники тока высших порядков необходимо знать электрические характеристики проводящих частей конструкции кабелей при более высоких частотах.

С этой целью был произведен расчет электромагнитного поля коаксиального однофазного бронированного кабеля марки НХЛМКСЖ-В 1х2000 330кВ, конструкция которого качественно представлена на рис. 2. Конструкционные параметры проводящих слоев представлены в табл. 1.

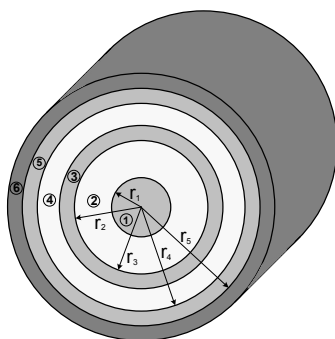


Рис. 2. Геометрическая конструкция кабеля с двумя металлическими оболочками; 1, 3, 5 – металлические немагнитные проводящие слои; 2, 4, 6 – диэлектрические изоляционные оболочки

Таблица 1. Характеристики проводящих слоев кабеля

№ области	1	3	5
Материал	Медь	Свинец	Медь
Наружный радиус r_i , м	0,02665	0,059	0,0675
Внутренний радиус r_{i-1} , м	0	0,0563	0,0625
Абсолютная магнитная проницаемость μ_{ai} , Гн/м	$4\pi \cdot 10^{-7}$	$4\pi \cdot 10^{-7}$	$4\pi \cdot 10^{-7}$
Удельная электрическая проводимость γ_i , См/м	$5,81 \cdot 10^7$	$4,81 \cdot 10^6$	$5,81 \cdot 10^7$

На основе решения уравнений Максвелла в виде функций комплексного переменного для электромагнитного поля синусоидального во времени по методике, изложенной в [4] удается получить формулы для собственных внутренних сопротивлений проводящих слоев (2) – (4)

$$\underline{Z}_{0,i} = \frac{k_i}{2\pi r_i \gamma_i} \cdot \frac{J^0(k_i r_i)}{J^1(k_i r_i)}; \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{0,3} = & \frac{k_3}{I_3^2 2\pi r_3 \gamma_3 m_3} \left[\frac{I}{J^1(k_3 r_2)} \left[\dot{I}_1 r_3 m_3 - N^l(k_3 r_2) \left(\dot{I}_1 (r_2 J^1(k_3 r_2) - r_3 J^1(k_3 r_3)) + \right. \right. \right. \\ & + \dot{I}_3 r_2 J^1(k_3 r_2) \left. \left. \left[(\bar{I}_1 + \bar{I}_3) J^0(k_3 r_3) - \bar{I}_1 J^0(k_3 r_2) \right] + \left(\dot{I}_1 (r_2 J^1(k_3 r_2) - r_3 J^1(k_3 r_3)) + \right. \right. \right. \\ & \left. \left. + \dot{I}_3 r_2 J^1(k_3 r_2) \right) \left[(\bar{I}_1 + \bar{I}_3) N^0(k_3 r_3) - \bar{I}_1 N^0(k_3 r_2) \right] \right]; \quad (3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{0,5} = & \frac{k_5}{I_5^2 2\pi r_5 \gamma_5 m_5} \left[\frac{I}{J^1(k_5 r_4)} \left[(\dot{I}_1 + \dot{I}_3) r_5 m_5 - N^l(k_5 r_4) \left((\dot{I}_1 + \dot{I}_3) \times \right. \right. \right. \\ & \times (r_4 J^1(k_5 r_4) - r_5 J^1(k_5 r_5)) + \dot{I}_3 r_4 J^1(k_5 r_4) \left. \left. \left[(\bar{I}_1 + \bar{I}_3 + \bar{I}_5) J^0(k_5 r_5) - \right. \right. \right. \\ & - (\bar{I}_1 + \bar{I}_3) J^0(k_5 r_4) \left. \left. \right] + \left((\dot{I}_1 + \dot{I}_3) (r_4 J^1(k_5 r_4) - r_5 J^1(k_5 r_5)) + \right. \right. \\ & \left. \left. + \dot{I}_3 r_4 J^1(k_5 r_4) \right) \left[(\bar{I}_1 + \bar{I}_3 + \bar{I}_5) N^0(k_5 r_5) - (\bar{I}_1 + \bar{I}_3) N^0(k_5 r_4) \right] \right], \quad (4) \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} k_i = & \sqrt{-j\omega\mu_{ai}\gamma_i}, \quad m_3 = \left(J^1(k_3 r_2) N^l(k_3 r_3) - N^l(k_3 r_2) J^1(k_3 r_3) \right), \\ m_4 = & \left(J^1(k_5 r_4) N^l(k_5 r_5) - N^l(k_5 r_4) J^1(k_5 r_4) \right). \end{aligned}$$

В указанных формулах I_i – ток в соответствующем проводящем элементе конструкции ($i = 1, 3, 5$); $J^{0,1}(k_i r)$ и $N^{0,1}(k_i r)$ – функции Бесселя первого и второго рода соответственно (верхний индекс обозначает порядок функций). Если токи в проводящих оболочках заданы следующим образом $\dot{I}_1 = 1e^{j120^\circ}$, $\dot{I}_3 = 0,6e^{-j120^\circ}$, $\dot{I}_5 = 0,4e^{j60^\circ}$, тогда частотные характеристики будут выглядеть так, как показано на рис. 3.

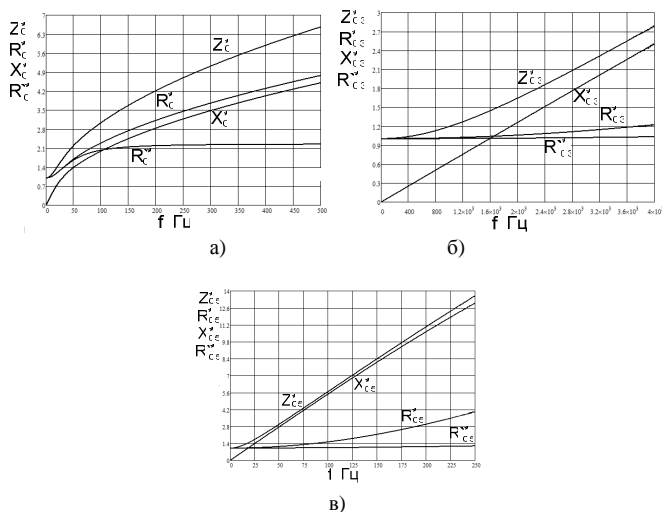


Рис. 3. Частотные характеристики: а) проводника 1; б) проводника 3; в) проводника 5

Величины, представленные на графиках, определялись в отношении к активному сопротивлению постоянному току для каждого проводящего слоя.

Выводы

1. Поверхностный эффект при частоте 50 Гц наиболее ярко выражен в центральном проводнике 1 и приводит к увеличению активного сопротивления и потерь активной мощности на 69 % в отличие от медной оболочки 5, где увеличение составляет 13 %.

2. Формула (1) дает точный результат в пределах $0 \text{ Гц} \leq f \leq 88 \text{ Гц}$ для центрального проводника 1 (погрешность $\varepsilon \leq 10 \%$), в пределах $0 \text{ Гц} \leq f \leq 2,9 \text{ кГц}$ для свинцовой оболочки 3 и в пределах $0 \text{ Гц} \leq f \leq 46 \text{ Гц}$ для медной оболочки 5. Таким образом, учет поверхностного эффекта на промышленной частоте тока целесообразно проводить по методике [3] только для жил и свинцовых оболочек.

Библиографический список

1. Якунин А.В. Новые возможности применения оптоволоконка в электроэнергетике // Новости электротехники. – 2008. – № 2 (50).
2. Леонов В.М., Пешков И.Б., Рязанов И.Б., Холодный С.Д. Основы кабельной техники: учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. И.Б. Пешкова. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 432 с.

3. ГОСТ Р МЭК 60287 Кабели электрические. Расчет номинального тока. Ч. 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения. – 2009. – С. 7 – 8.

4. Димерчан К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: учеб. для вузов. В 3-х т. – Т. 3. – 4-е изд. – СПб.: Питер, 2004. – 377 с.

*А.А. Кувакин, студ.; рук. А.Н. Садовников, к.т.н., доц.
(ЮУрГУ, г. Челябинск)*

РЕЛЕ ТОМОГРАФ НА ОСНОВЕ ПЛАТЫ ВВОДА ВЫВОДА ИНФОРМАЦИИ ISA LAB PC 1200 ДЛЯ ТЕРМИНАЛА ЗАЩИТ SERAM 1000+ T20 ФИРМЫ SCHNEIDER-ELECTRIC

В настоящее время основная часть устройств РЗА выполнена на электромеханической базе и выработала свой ресурс. Сейчас во всем мире идет процесс повсеместного перехода на устройства релейной защиты нового поколения. Ввод в эксплуатацию защит нового поколения должен повысить, точность и чувствительность МУРЗ, улучшить условия согласования защит, ввода новых ступеней защиты, что в конечном итоге должно увеличить надежность электроснабжение потребителей. На основании этого можно говорить о перспективности перехода к использованию цифровых терминалов в качестве основных устройств релейной защиты и автоматики электрических сетей.

Надежность работы этих устройств релейной защиты во многом определяется качеством проверки их характеристик в условиях эксплуатации на энергообъектах. Такие проверки проводятся регулярно и для этого используются специальные приборы, которые вырабатывают токи и напряжения, необходимые для проверки устройств релейной защиты. Учитывая сложность проверки и наличие большого числа релейных устройств в энергосистемах, их проверка требует значительных затрат и высокой квалификации.

В настоящее время выпуском такого рода проверочных приборов занимается относительно небольшое количество фирм. Приборы, выпускаемые этими фирмами, характеризуются большим весом и габаритами, низкая степень автоматизации обслуживания приводит к увеличению вероятности возникновения ошибок при проверке.

Применение новых современных технологий изготовления приборов, новой методики проведения проверок, а также современной компьютерной техники позволило разработать мне на кафедре «ЭССиС» испытательную систему для релейной защиты РЕЛЕ-ТОМОГРАФ на основе платы ISA LAB PC 1200 [1], которая обладает высокими потребительскими свойствами, такими как:

- повышение степени автоматизации проверки и обработки результатов испытаний;
- уменьшение весогабаритных показателей;
- моделирование различных режимов работы энергосистем при авариях;
- воспроизведение реальных аварийных режимов;
- существенная экономия трудозатрат при стандартных проверках;
- повышение достоверности результатов проверки;
- простота обслуживания, удобство и наглядность.

Использование виртуальных моделей изучаемых объектов при современных технических характеристиках ЭВМ создает иллюзию непосредственного взаимодействия с исследуемой системой, что дает возможность в большинстве случаев проводить эксперименты, которые в условиях действующих установок или физических моделей были бы невозможны.

При разработке лабораторной базы процессорными терминалами РЗА необходимо было определиться с терминалом защит, т.к. в наше время на рынке имеется множество фирм занимающихся разработкой МУРЗ, но среди всех этих фирм особенно выделяется компания Schneider Electric [2].

Работа в создании лабораторной базы посвященная этой актуальной теме – разработка лабораторного стенда «Реле томограф на основе платы ввода вывода информации ISA LAB PC 1200 для терминала защит Seram 1000+ T20 фирмы Schneider-Electric». Цель работы заключается в разработке лабораторного стенда и учебно-методического обеспечения к нему.

Лабораторный стенд «Реле томограф на основе платы ввода вывода информации ISA LAB PC 1200 для терминала защит Seram 1000+ T20 фирмы Schneider-Electric» (рис. 2) структурно состоит (рис. 1) из ПЭВМ, терминала защит Seram 1000+ T20, микроконтроллера LAB PC 1200, а так же конектора. Плата под управление ПЭВМ по средством конектора взаимодействует с терминалом, что позволяет имитировать взаимодействие терминала с вторичными токовыми цепями в различных режимах электрической сети (исследуемого объекта).



Рис. 1. Общий вид стенда

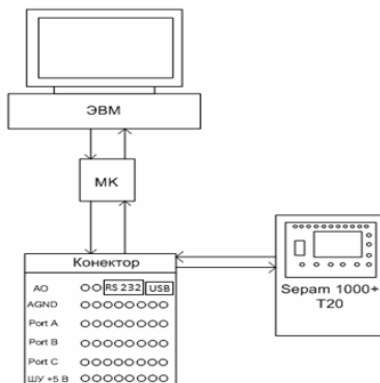


Рис. 2. Структурная схема стенда

При работе со стендом используются 5 основных программ, из которых две относятся к прикладному программному обеспечению терминала Sepam 1000+ T20 (SFT 2841 и SFT 2826) необходимые для параметрирования терминала и снятия осциллограмм, а так же 3 (рис. 3), которые были написаны мной на графическом алгоритмическом языке «G» в прикладном пакете LabVIEW на кафедре «ЭССиС» для проверки терминала на его работоспособность. Прикладное программное обеспечение позволяет упростить обслуживание терминала повысить наглядность и эффективность работы с терминалом. При использовании программного обеспечения возможности терминала можно использовать в полном объеме.

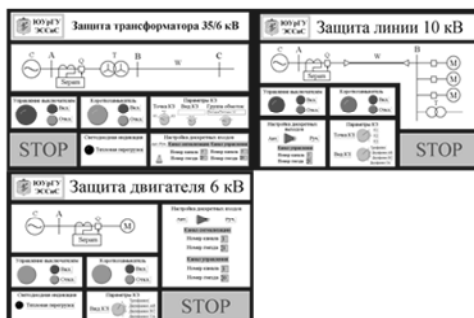


Рис. 3. Вид экранов программ проверок терминала

Стенд предназначен для изучения принципов работы терминалов защит на микропроцессорной базе. Предлагаемые работы позволяют закрепить представления о работе физических моделей, на приемах работы

виртуальных моделей в различных режимах энергосистем и их объектов, а также о технических средствах релейной защиты.

В сегодняшний день, когда миром правит экономика с бои при подаче электрической энергии, как правило, не остаются не замеченными и несут за собой большие финансовые потери, за которые отвечает фирма осуществляющая передачу электроэнергии. Поэтому перед эксплуатационным персоналом, ставятся задачи эффективного обслуживания терминалов РЗиА и оперативного устранения аварийных ситуаций. Со всем этим могут справиться те, кто достойно освоил специально разработанный мною курс лабораторного практикума МУРЗ на кафедре «ЭССиС».

Библиографический список

1. **Lab-PC-1200/AI** User Manual Multifunctional I/O Board for the PC AT National Instruments.
2. **Устройства** измерения, защиты и управления SEPAM 1000+ серий 20. Schneider electric.
3. **Исмагилов Ф.Р.**, Ахматнабиев Ф.С. Микропроцессорные устройства релейной защиты энергосистем.
4. РД 153-34.0-35. 648-01. Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем.

*А.А. Сапунова, студ.; рук. В.Н. Тульский, к.т.н., доц.
(НИУ «МЭИ», г. Москва)*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ РЕЗОНАНСОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ВЫСШИХ ГАРМОНИКАХ В СЕТЯХ 110 – 750 КВ

В действующих «Методических указаниях по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [1] указывается необходимость учета резонансных режимов на высших гармониках при эксплуатации электрических сетей. При этом до сих пор, несмотря на актуальность исследований, а также опасность возникновения резонансных режимов, нет утвержденных методик прогнозирования их появления в энергосистемах.

Известно, что резонансные режимы в электрической сети возникают из-за наличия емкостных и индуктивных элементов, которые компенсируют друг друга. В результате компенсации реактивной проводимости или реактивное сопротивление в цепи становится равным нулю, что вызывает высокие уровни напряжений и токов. Токи и напряжения высших гармоник при резонансных режимах часто превышают допустимые значения, установленные нормативными документами [2]. Токи повышенной частоты создают помехи в работе близлежащих линий связи и вызы-

вают нежелательные явления в тех сетях, где они протекают. Так, высшие гармоники нарушают действие дугогасящих катушек в компенсированных сетях, создают перегрузку статических конденсаторов, вызывают неправильное действие релейной защиты, вносят погрешности в работу емкостных трансформаторов напряжения. В особо неблагоприятных случаях в сети могут получаться резонансные соотношения для высших гармоник и тогда возникают перенапряжения, опасные для изоляции.

Резонансные режимы на высших гармониках возникают случайным образом при изменении схемы сети, вызванным включением/отключением линии электропередач, конденсаторных батарей и изменением мощности нагрузок.

В линиях электропередачи сверхвысокого напряжения основной причиной возникновения резонансов на высших гармониках является трансформаторное оборудование, взаимодействие которого с линией, компенсирующими устройствами и продольной емкостной компенсацией определяет частоты и амплитуды ненормальных колебаний [3].

В практике измерений неоднократно выявлялись случаи возникновения резонансных режимов на ВГ (рис. 2). В качестве примера рассмотрим возникновение резонанса тока на ВГ на примере гидроэлектростанции и линии питающей алюминиевый завод (рис. 1).

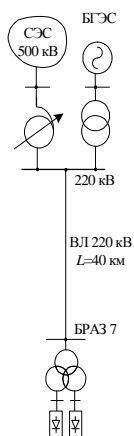


Рис. 1. Однолинейная схема участка ГЭС – БРАЗ

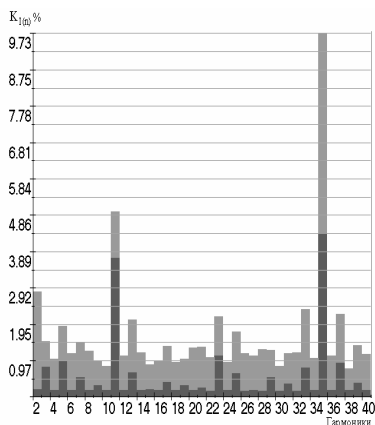


Рис. 2. Спектр n-ой гармонической составляющей тока: ■ – среднее значение; ■ – наибольшее значение

Для выявления причин возникновения резонанса на высших гармониках рассмотрим математическую модель участка сети, на котором возникло данное явление (рис. 3).

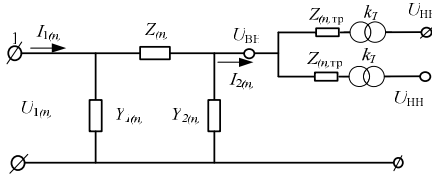


Рис. 3. Математическая модель рассматриваемого участка сети

Исходные данные:

Линия: $L = 40$ км, АС 3Ч500 $x_0 = 0,413$ Ом/км; $b_0 = 2,74 \cdot 10^{-6}$ См/км; $r_0 = 0,059$ Ом/км; $g_0 = 0$ кВт/км.

Трансформатор: $S_{ном} = 200$ МВА; $U_{номВН} = 242$ кВ; $U_{номНН} = 13,8$ кВ; $r_T = 25,7$ Ом; $x_T = 25,7$ Ом.

В общем случае [4]:

$$z_0 = k_r r_0 + j n x_{0(1)}, y_0 = g_{0(1)} + j n b_{0(1)};$$

$$k_r = 1 + \lambda^4 / 3 \text{ для } \lambda < 1, k_r = \lambda + 0,25 + 0,047 / \lambda \text{ для } \lambda > 1;$$

$$\lambda = 0,1 \sqrt{\frac{n}{r_{0(1)}}} \text{ для сталеалюминивых проводов.}$$

$$z = k_r r_0 + j n x_{0(1)} = (0,1 \sqrt{\frac{n}{r_{0(1)}}} + 0,25 + 0,047 / (0,1 \sqrt{\frac{n}{r_{0(1)}}})) r_0 + j n x_{0(1)}$$

Для упрощения расчетов примем, что линия не имеет потерь на кону (линия 220 кВ), т.е. $g_{0(1)} = 0$, тогда:

$$y = j n b_{0(1)}.$$

Так же для упрощения расчетов примем, что активное сопротивление линии не зависит от номера гармоники.

Тогда получаем:

$$z_0 = r_0 + j n x_{0(1)}, y_0 = j n b_{0(1)}.$$

Трансформатор:

$$z_{(n)} = k_r r_{(1)} + j k_x x_{(1)} n; \text{ где } k_r = \sqrt{n}, k_x = 0,88.$$

Также рассмотрим случай, когда активное сопротивление трансформатора не зависит от гармонического состава:

$$z_{(n)} = r_{(1)} + j0,88x_{(1)}n.$$

Схему сети преобразуем к виду:

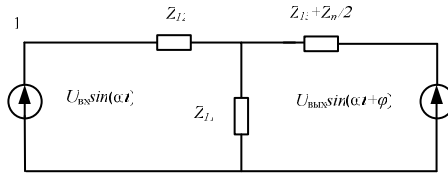


Рис. 3. Расчетная схема сети на ВГ

Сопrotивление сети определяется по выражению

$$Z_{\text{вх}} = \frac{Z_{I_2} \cdot (Z_{I_3} + Z_n)}{Z_{I_2} + (Z_{I_3} + Z_n)} + Z_{I_1} =$$

$$= \frac{301457 - j \frac{43065}{n}}{2.36 + j(16.52n - \frac{18248}{n})} \cdot \left(\frac{301457 - j \frac{43065}{n}}{2.36 + j(16.52n - \frac{18248}{n})} + 0,3 + j \cdot n \cdot 11.308 \right) - \frac{j9124}{n} \quad (1)$$

$$= \frac{301457 - j \frac{43065}{n}}{2.36 + j(16.52n - \frac{18248}{n})} + \left(\frac{301457 - j \frac{43065}{n}}{2.36 + j(16.52n - \frac{18248}{n})} + 0,3 + j \cdot n \cdot 11.308 \right)$$

Тогда мнимая составляющая входного сопротивления

$$X_{\text{вх}} = -4,128 \cdot n^4 + 11406,967 \cdot n^2 - 2383085,171.$$

После дифференцирования, приравняем полученное выражение к нулю и определяем резонансные гармоники:

$$n_1 = 0; n_2 = 37.201; n_3 = -37.201.$$

Из приведенных выражений в результате получаем, что гармоника, на которой наблюдается резонанс – 37, а из опытных данных получаем, что резонанс наблюдается на 35 гармонике.

Таким образом, рассмотрение математической модели участка сети на ВГ дает довольно близкий результат по резонансной частоте, но не-

учет влияния ВГ на активное сопротивление, а также дополнительных концевых устройств, приводит к неточности результатов.

Как видно из рассматриваемого примера, причиной возникновения резонанса на высших гармониках в схеме ЛЭП – трансформатор являются следующие параметры сети: погонные параметры линии, длина линии, сопротивление трансформатора. При рассмотрении выражения (1) в общем виде, можно получить зависимость резонансной длины от номера гармоники при заданных параметрах сети и учесть полученные данные при проектировании для отстройки от режима резонанса на высших гармониках.

Библиографический список

1. РД 153-34.0-15.501-00. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Ч. 2. Анализ качества электрической энергии. – М.: Министерство энергетики РФ, 2002.
2. ГОСТ 13109-97. Качество электрической энергии. Электромагнитная совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, 1998.
3. Либкинд М.С. Высшие гармоники, генерируемые трансформаторами. – М.: Изд-во академии наук СССР, 1962.
4. Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. – Новосибирск: Наука, 2010.

*А.Д. Муталов, студ.; М.О. Скрипачев, ст. преп.;
рук. А.С. Ведерников, к.т.н., доц.
(СамГТУ, г. Самара)*

РАБОТА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЩИТОВ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА СТАНЦИЙ

Щиты постоянного тока на тепловых станциях и крупных подстанциях представляют собой систему изолированных относительно земли проводников и находящихся под разностью потенциалов 220 В относительно друг друга [1].

Учитывая протяженность сети постоянного тока особенно на станциях, особенно во время влажной погоды сильно возрастает вероятность снижения сопротивления изоляции на землю одного из полюсов.

Задача определения места снижения изоляции возлагается на оперативный персонал станции и занимает большое количество времени. Основным методом определения места повреждения изоляции является деление системы постоянного тока с поочередным отключением имеющих-

ся присоединений. Метод непригоден для систем постоянного тока, питающих защиты с микропроцессорными терминалами [2]. Необходимо устанавливать системы, сигнализирующие о снижении изоляции в щите постоянного тока. Существующие устройства, в виде моста, могут лишь сигнализировать факт снижения изоляции в системе оперативного тока без уточнения присоединения. Однако, персоналу необходимо знать присоединение, в котором произошло снижение изоляции на землю. Еще острее встает проблема обнаружения двух или нескольких поврежденных фидеров со снижением изоляции в одноименных полюсах.

Для решения проблемы предлагается метод с наложением внешнего опорного напряжения, схема которого показана на рис. 1.

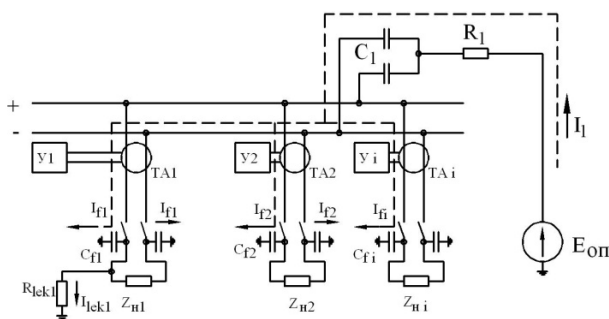


Рис. 1. Схема подачи внешнего опорного напряжения для определения поврежденного фидера щита постоянного тока

Внешнее опорное напряжение подается на обе шины одновременно через емкостную развилку, которая отделяет цепи постоянного тока от источника опорного напряжения. Можно считать, что оба полюса системы постоянного тока замкнуты накоротко по переменному току.

Емкости C_{fj} являются паразитными и определяются распределенностью сети, питаемой от конкретного фидера.

На представленной схеме замещения (рис. 2) R_{lek1} и C_{f1} образуют активное сопротивление утечки и емкость на землю для рассматриваемого фидера. На схеме в виде сосредоточенных параметров R_0 и C_0 представлен щит постоянного тока без рассматриваемого фидера.

Задача состоит в определении величины сопротивления на землю R_{lek1} для рассматриваемого фидера из проведенной серии одновременных замеров величин опорного тока $I_{II}(t)$, тока утечки в рассматриваемом фидере $I_{f1}(t)$ и опорного напряжения $E_{оп}(t)$. Величины $I_{II}(t)$ и $E_{оп}(t)$ легко поддаются измерению, в то время как измерение тока утечки в рассматриваемом фидере I_{f1} имеет свои особенности и будет рассмотрено авторами в последующих работах.

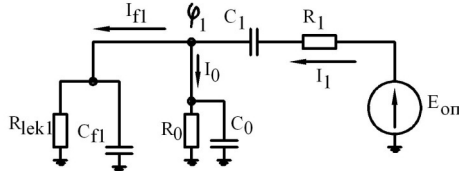


Рис. 2 Схема замещения щита постоянного тока для определения сопротивления изоляции фидера на землю

Согласно схеме замещения, представленной на рисунке 2, по методу двух узлов имеем:

$$\dot{\varphi}_1 = \frac{\dot{E}_{оп} \cdot G_1}{G_1 + G_0 + G_f} \quad (1)$$

где G_1 – проводимость вспомогательной ветви из последовательно соединенных R_1 и C_1 , G_0 – проводимость щита постоянного тока, образованная параллельным соединением сосредоточенных параметров R_0 и C_0 , G_f – проводимость, образованная параллельным соединением сопротивления утечки на землю R_{lek1} и C_{f1} для рассматриваемого фидера.

Известно, что активная составляющая мощности P на участке электрической цепи определяется по [3] выражению:

$$P = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u(t) \cdot i(t) dt, \quad (2)$$

где $u(t)$ и $i(t)$ – мгновенные значения тока и напряжения в контролируемой цепи, T – время наблюдения, на котором производятся замеры величин.

Ток фидера $i_f(t)$, очевидно будет состоять из двух величин:

$$i_r(t) = \frac{\varphi(t)}{R_{lek}} \quad (3a)$$

$$i_c(t) = C_f \cdot \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (3б)$$

В то же время активная составляющая тока $i_f(t)$ относительно потенциала $\varphi(t)$ будет характеризоваться интегралом (2), и определяться величиной (3а). Таким образом, интеграл (2) можно переписать в виде:

$$P = \frac{\int_0^T \varphi^2(t) dt}{T \cdot R_{lek}} \quad (4)$$

Тогда искомое сопротивление утечки R_{lek} будет определяться по выражению

$$R_{lek} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varphi^2(t) dt}{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varphi(t) \cdot i_f(t) dt} \quad (5)$$

Практически пользоваться выражением (5) не всегда возможно. При высоком сопротивлении утечки значение амплитуды потенциала $\varphi(t)$ будет достаточным, что позволит оценить R_{lek} . Если же будет металлическое замыкание, то использовать выражение (5) нельзя, так как числитель и знаменатель обращаются в ноль и возникает неопределенность.

Для преодоления неопределенности возможен следующий подход. Значение $\varphi(t)$ можно определить по выражениям

$$\dot{\varphi} = \dot{E}_{op} - \dot{I}_1 \cdot Z_1 \quad (6)$$

или

$$\varphi(t) = E_{ir}(t) - i_1(t) \cdot R_1 - \frac{1}{C_1} \cdot \int_0^T i_1(t) dt \quad (7)$$

Мгновенные значения величин $E_{on}(t)$ и $I_1(t)$ удобно измерять практически.

Подставляя выражение (7) в (5), приравнявая 0 значение R_{lek} , приравнявая $i_{f1}(t)$ и $i_1(t)$ получим в знаменателе (5) выражение, содержащее

слагаемое $R_1 \cdot \int_0^T i_1(t) \cdot i_{f1}(t) dt$. Очевидно, что при металлическом замыкании

слагаемое содержащее взаимный интеграл $i_1(t)$ и $i_{f1}(t)$ будет иметь максимальное значение в фидере поврежденном на землю. Таким образом, за одну серию замеров на интервале, кратном периоду наблюдения T можно определить фидер с пониженной изоляцией в широком диапазоне изменения сопротивления утечки R_{lek} .

Составлена схема подачи внешнего опорного напряжения и схема замещения для определения активной составляющей сопротивления утечки отдельно взятого фидера без отключения от шин постоянного оперативного тока.

Для корректной работы предлагаемой системы контроля необходимо создание нового датчика тока, обладающего высокой чувствительностью и большим динамическим диапазоном первичных токов.

Численное моделирование подтвердило правильность сделанных выводов и показало рост погрешности измерения R_{lek} с ростом емкости C_0 шита постоянного тока на землю.

Библиографический список

1. **Положение** о технической политике ОАО «Московская Объединенная Электросетевая компания».
2. **Гуревич В.И.** Оперативные цепи постоянного тока. Проблемы контроля изоляции // *Новости электротехники.* – 2012. – № 1(73).
3. **Бессонов Л.А.** Теоретические основы электротехники. – М.: Высш. шк. – 1986.

А.М. Сулейманов, маг., А.А. Казанцев, студ.;
рук. Л.М. Инаходова, к.т.н., доц.
(СамГТУ, г. Самара)

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ
СОВМЕСТИМОСТИ В МИНИ-ТЭЦ**

Проблемы обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) в мини-ТЭЦ обусловлены обширным распространением нагрузки с нелинейными вольт-амперными характеристиками и значительным повышением единичных мощностей нелинейных потребителей. Данные явления приводят к значительной несинусоидальности питающего тока и напряжения и создают предпосылки для возникновения аварийных процессов. Исследование особенностей работы мини-ТЭЦ в нормальных и аварийных режимах, разработка мини-ТЭЦ с новым классом силовых фильтров для улучшения показателей качества электроэнергии на сегодняшний день является актуальной задачей.

Наличие такого оборудования, как управляемые и неуправляемые выпрямители, преобразователи частоты, ЭВМ, полупроводниковые АБП, различные регуляторы и др., которые имеют нелинейные вольт-амперные характеристики, приводит к негативным последствиям для остальных потребителей электроэнергии мини-ТЭЦ. Электродвигатели, газоразрядные лампы и силовые трансформаторы также относятся к нелинейным потребителям, однако их влияние значительно слабее.

Отрицательное воздействие потребителей с нелинейными характеристиками на сеть, заключается в генерации высших гармонических составляющих тока и напряжения при искажении этими потребителями формы кривых напряжения и тока сети. В результате повышается вероятность возникновения резонансных явлений и возрастает вероятность выхода из строя конденсаторных батарей. Нарушается нормальная работа вычислительной техники, устройств релейной защиты и автоматики. Высшие гармонические составляющие тока в обмотках статора и ротора электродвигателей приводят к дополнительным потерям; аналогичным образом увеличиваются потери в трансформаторах, кабельных линиях и

конденсаторах. Ускоренное старение изоляции электрических машин, трансформаторов и кабелей происходит в результате повышенного нагрева, что может вызвать их преждевременный выход из строя.

Все эти негативные аспекты присутствия высших гармонических составляющих в кривых напряжения и тока могут привести к возникновению переходных процессов, имеющих в мини-ТЭЦ аварийный характер. Этому способствуют неблагоприятные энергофизические свойства самой установки: малая длина и сопротивление линий, ограниченная мощность короткого замыкания, возможное отсутствие высоковольтных трансформаторов, которые являются «естественными» препятствиями для высших гармоник.

Также важной проблемой ЭМС в работе мини-ТЭЦ является повреждение оборудования при импульсных перенапряжениях, возникающих при перегорании предохранителей и коммутации нагрузок выключателями. Данная проблема в настоящее время обостряется из-за того, что в автономных энергетических системах постоянно увеличивается доля электрооборудования на базе микроэлектронной, микропроцессорной и силовой полупроводниковой техники, имеющей повышенную чувствительность к импульсным перенапряжениям.

В мини-ТЭЦ возможны как внешние, так и внутренние импульсные перенапряжения. Защита от грозовых и коммутационных импульсных перенапряжений может быть разработана на основе известной зонной концепции. Коммутационные перенапряжения (КП) – внутренние, значительно чаще возникают, и поэтому, как правило, представляют наибольшую опасность.

В настоящее время для защиты от КП применяют устройства поглощающего типа на основе варисторов и фильтры КП. Недостатками фильтров КП являются их сложность, значительные массогабаритные показатели, а также применимость только на постоянном токе в качестве индивидуальных устройств защиты электроприемников. Устройства защиты поглощающего типа могут использоваться как в качестве индивидуальных устройств защиты электроприемников, так и в качестве элементов комплексной защиты от импульсных перенапряжений всего автономного объекта. Но, современные устройства защиты не во всех случаях позволяют обеспечить уровень защиты, соответствующий стойкости электрооборудования к импульсным перенапряжениям. Кроме того, в наше время практически отсутствуют методики, которые бы позволяли оценить возможные параметры КП и выбрать соответствующие средства защиты от них.

Вышеперечисленные особенности приводят к необходимости в процессе создания и эксплуатации мини-ТЭЦ решать целый комплекс проблем. Основными проблемами, связанными с обеспечением ЭМС в работе мини-ТЭЦ, являются:

- ЭМС электроприемников с различным характером потребления электроэнергии в системе ограниченной мощности и стабилизации показателей качества электроэнергии в различных режимах работы мини-ТЭЦ;
- статическая и динамическая устойчивость мини-ТЭЦ в различных режимах работы;
- обеспечение необходимого уровня защиты от КП;
- присутствие высших гармонических составляющих в кривых тока и напряжения;
- улучшение показателей качества электроэнергии в установившихся и переходных режимах.

Библиографический список

1. **Дьяков А.Ф.**, Кужекин И.П., Максимов Б.К., Темников А.Г. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике. – М.: МЭИ, 2009. – 455 с.
2. **ГОСТ Р 13109-92.** Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии.
3. **ГОСТ Р 13109-99.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

***Ф.Е. Нестерихин, студ., А.А. Яблоков, асп.
(ИГЭУ, г. Иваново)***

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

В ходе развития направлений энергосбережения и энергоэффективности, в электроэнергетике активно разрабатывается и внедряется концепция «Умных сетей».

Структурной единицей такой интеллектуальной сети является цифровая подстанция. Такие новые по своей структуре объекты предъявляют особые требования к подстанционному оборудованию и в частности к измерительным преобразователям – трансформаторам тока и напряжения.

Первичные измерительные преобразователи тока и напряжения являются важным элементом электроэнергетической системы. Основным их назначением согласно ГОСТ 7746-2001 является передача сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц.

Основным измерительным преобразователем тока является электромагнитный трансформатор тока (ТТ). Развитие релейной защиты и автоматики, АИИС КУЭ позволило использовать для измерения тока методы и устройства, не получившие распространения в электроэнергетике

в настоящее время, такие как цифровые трансформаторы тока (ЦТТ), оптические датчики тока, датчики на основе эффекта Холла и Поясе Роговского и др. [1 – 4].

В Ивановском государственном энергетическом университете в ходе работы по госконтракту № 14.516.12.0005 были проведены работы по разработке цифрового трансформатора тока классом напряжения 110 – 220 кВ.

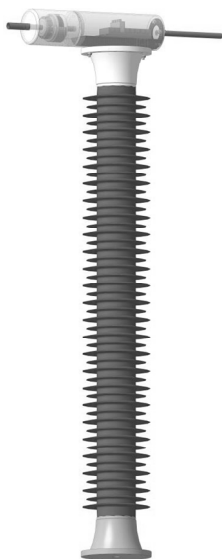


Рис. 1. Макет цифрового трансформатора тока

В ходе научно-исследовательских работ были проведены теоретические расчеты, математическое моделирование, разработан макет ЦТТ (рис. 1), а также подготовлен комплект конструкторской документация. Результаты исследований позволили выделить следующие преимущества цифрового трансформатора тока и напряжения по сравнению с другими традиционными измерительными преобразователями:

1. Оцифровка сигнала происходит непосредственно в самом трансформаторе, приведет к снижению мощности вторичных цепей (по сравнению с существующими вторичными цепями напряжения), что, в свою очередь, с заявленными метрологическими показателями, позволит уменьшить массогабаритные показатели, снижая стоимость как самого трансформатора, так и его транспортировки.

2. Экономический эффект от внедрения предлагаемого продукта заключается в более точном учете электроэнергии при передаче мощностей по ЛЭП высокого напряжения. Автоматическая обработка цифровой информации о токах и напряжениях позволит в режиме реального времени в автоматизированном режиме управлять потоками энергии исходя из экономической эффективности с соблюдением требований безопасности выбранных режимов работы [5].

Технология применения цифровых измерительных датчиков является довольно гибкой и имеет стратегический запас развития. Так на ее основе в будущем можно разработать не только цифровые трансформаторы напряжения, но также и комбинированные измерительные датчики тока и напряжения [6].

Еще одним направлением развития является применение данной концепции в малогабаритных измерительных преобразователях, устанавливаемых непосредственно на первичном проводе.

В качестве вывода можно сказать, что концепция применения цифровых трансформаторов тока и других цифровых датчиков будет применима в энергетике в ближайшее время. Она обеспечит повышение качества электроэнергии и увеличит надежность электроснабжения потребителей.

Библиографический список

1. **Измерительные** преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики / В.Д. Лебедев, Г.А. Филатова, А.Е. Нестерихин // Тез докл. четвертой междунар. научно-техн. конф. – Екатеринбург, 2013.
2. **Лебедев В.Д.** Разработка магнитотранзисторных датчиков тока для систем защиты и измерений: автореф. дисс... канд. техн. наук. – Иваново, 1997. – 19 с.
3. **Tumanski S.** Induction Coil Sensor – a Review / Slawomir Tumanski // Measurement science and Technology. – 2007. – V. 18. – № 3. – P. 31 – 46.
4. **Тюрпен Пьер.** Новый класс датчиков переменного тока на основе катушек Роговского / Пьер Тюрпен // Электронные компоненты. – 2010. – Вып. 12. – С. 37 – 39.
5. **Гречухин В.Н.** Электронные трансформаторы тока и напряжения. Состояние, перспективы развития и внедрения на ОРУ 110-750 кВ станций и подстанций энергосистем // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 35 – 42.
6. **Козенко Д.** Интегральные датчики тока / Д. Козенко // Электронные компоненты. – № 9. – 2005. – С. 59 – 63.

*Е.Р. Уканеева, студ.; рук. В.К. Козлов, д.ф.-м.н., проф.
(КГЭУ, г. Казань)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА ВЛЭП

Современное общество невозможно представить без электроэнергии. С ростом уровня населения, а также увеличением электрификации в России и в мире в целом, появляется острая необходимость в увеличении объемов выработки электричества, которая несет в себе новые проблемы, требующие для решения современного взгляда и подхода.

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) вследствие большой протяженности имеют огромное количество однотипных элементов, каждый из которых обладает своими показателями надежности. Уровень повреждаемости элементов ВЛЭП определяется как свойствами конструкции, так и условиями их эксплуатации. Опыт эксплуатации показывает, что основными причинами отказа основных элементов ВЛ 35 – 500 кВ являются атмосферные, климатические и сторонние воздействия. Основными факторами, приводящими к нарушению работоспособного состояния ВЛЭП и их повреждению, являются:

1. несоответствие проектных решений фактическим климатическим условиям из-за недоучета нормативных требований при проектировании ВЛЭП;

2. неудовлетворительное техническое состояние элементов ВЛЭП: неустранимые дефекты металлоконструкций опор, фундаментов, креплений оттяжек, дефектов железобетонных опор;

3. неудовлетворительное состояние трасс ВЛЭП и прилегающих к ним лесных массивов, невырубленных деревьев, угрожающих падением на провода, уменьшенная по сравнению с требованиями ПУЭ ширина просек, недоучет естественного роста деревьев в период эксплуатации, отсутствие правовых оснований для дополнительной вырубке деревьев вдоль трасс и для взаимоотношений с владельцами лесных угодий [1, 2].

Идея использовать беспилотные летательные аппараты (БПЛА) для обследования ландшафта в труднопроходимых местах и на отдаленных расстояниях в электроэнергетике зародилась и получила свое развитие не так давно, но развивается довольно стремительно, к сожалению, в основном, за рубежом. Такие устройства стали активно использовать нефте- и газодобывающие компании. В энергетике известен обширный опыт многих стран, таких как США, Израиль и другие. В России одними из первых запусков БПЛА для мониторинга ЛЭП (500 кВ, Вешкайма-Пенза) в лесной зоне с целью получения информации об их состоянии, было проведено осенью 2011 года в Ульяновской области.

Целью нашего проекта является разработка более широкого комплекса по диагностике, мониторингу воздушных линий электропередач (ВЛЭП) на основе БПЛА, который будет позволять проводить высокоскоростную диагностику ВЛЭП на наличие повреждений и дефектов с минимальным числом ошибок, а также:

- проведение инспектирования в труднодоступных районах прохождения ЛЭП (леса, горная местность), что просто невозможно используя традиционные методы.

- сокращение количества персонала и приборов, необходимых для проведения диагностики традиционными методами.

Все перечисленное выше приводит к экономии средств, затрачиваемых на диагностику и устранение неисправностей.

В зависимости от того какими приборами и датчиками снабдить БПЛА, такие он будет выполнять функции:

- 1) определять места утечек и повреждений изоляторов при помощи тепловизора. (Тепловизор – это устройство для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности. Распределение температуры отображается на дисплее (или в памяти) тепловизора как цветное поле, где определенной температуре соответствует определенный цвет. Как правило, на дисплее отображается диапазон температуры видимой в объектив поверхности);

2) определять опасную близость деревьев, положение опор и изоляторов, обнаруживать обрыв с помощью видеокамеры.

При возникновении проблем оператор незамедлительно будет проинформирован.

Проект осуществляется на основе квадрокоптера (летательный аппарат с четырьмя роторами, вращающимися диагонально в противоположных направлениях) и встроенной в него микропроцессорной платы от «National instruments».

В дальнейших испытаниях планируется эту плату поставить на квадрокоптер. На сегодняшний день представлено только 2 передних датчика – расстояния, в дальнейшем планируется снабдить 6 – 8 датчиками.

Микропроцессорная система переводит команды радиоуправления в команды двигателям. Чтобы обеспечить стабильное висение, квадрокоптеры в обязательном порядке снабжают тремя гироскопами, фиксирующими крен аппарата. Беспилотник способен как на автоматическое передвижение по заранее заданным координатам, так и на беспилотное дистанционно-пилотируемое передвижение (ДПЛА). GPS-приемник, позволяющий записывать маршрут полета заранее, с компьютера, а также, возвращать аппарат в точку взлета, в случае потери управляющего радиосигнала, или оперативно снимать параметры полета.

Питание БПЛА от аккумуляторных батарей хватает на 10 – 20 минут, поэтому планируемое питание должно будет достигаться путем зарядки батарей за счет электромагнитной индукции поля ЛЭП. Одним из наиболее перспективных способов обеспечения питания рассматривается зарядка батареи. Суть заключается в том, что на БПЛА будет размещен магнит, на котором расположена обмотка. При движении вдоль переменного магнитного поля, на обмотке появится ток, достаточный для питания силовых и информационный частей БПЛА. Для навигации по электрическому полю необходимо оборудовать аппарат датчиками напряженности, размещаемые на концах БПЛА.

Скорость квадрокоптера напрямую зависит от его массы, а, следовательно, от объема его энергетической батареи. При небольшом размере они способны достигать скорости 50 километров, но продолжительность полета значительно сокращается. В связи с этим, идея подзарядки от ЛЭП становится еще более значимой и актуальной. Данный вид беспилотника обладает четырьмя роторами, а вследствие этого, большой маневренностью и плавностью хода. Благодаря этому, он способен максимально близко приблизиться к необходимому объекту, а также получить четкие фото- и видеоотчеты. Также, возможно выполнение определенных действий на самом объекте, что другие беспилотники не могут себе позволить.

Альтернативным вариантом является переход БПЛА в ручное управление и посадка на ЛЭП для заряда источников питания. Недостатком данного способа является необходимость компенсации токов наводимых в системе управления БПЛА, которые способны негативно повлиять или вовсе вывести из строя систему управления.

Изначальное применение БПЛА определялось как боевое. Однако с начала 2000-х годов колоссальное значение стали приобретать «микрo-беспилотники», разрабатываемые не для военных, а сугубо гражданских целей.

Гражданская область применения БПЛА весьма обширна: от сельского хозяйства и строительства до нефтегазового сектора и сектора безопасности «Дроны» гражданского назначения могут использоваться в работе служб по чрезвычайным ситуациям (контроль пожарной безопасности); полиции (патрулирование зон); предприятий сельского хозяйства (наблюдение за посевами), лесничества и рыболовства (лесоохрана и контроль рыбного промысла); компаний, занимающихся геодезией(картографирование); институтов географии и геологии; компаний нефтегазового сектора (мониторинг нефтегазовых объектов); строительных предприятий (инспектирование строек); средств массовой информации (аэрофото- и видео съемка) и др.

Согласно находящимся в открытом доступе документам организаций Европейского Союза, распределение потребительского спроса на гражданские БПЛА в период с 2015 по 2020 гг. выглядит следующим образом: 45 % – правительственные структуры, 25 % – пожарные, 13 % – сельское хозяйство и лесничество, 10 % – энергетика, 6 % – обзор земной поверхности, 1 % – связь и вещание.

Разрабатываемый нами беспилотный летательный аппарат значительно облегчит проведение мониторинга и диагностики ЛЭП, что в свою очередь в разы сократит время проведения ремонта на ЛЭП, а также количество аварийных ситуаций на высоковольтных линиях. Что касается экономической стороны, то используемая техника позволит сохранить значительную часть бюджета энергопредприятий.

Библиографический список

1. **Лебедев Д.Е.,** Качесов В.Е. Методы аэродиagnостики воздушных линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжений. – ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет».
2. **Арбузов Р.С.,** Овсянников А.Г. Современные методы диагностики воздушных линий электропередачи. – Новосибирск: Наука, 2009. – 136 с.
3. **Качесов В.Е.,** Лебедев Д.Е. Патент РФ № 2421746 (от 20.06.2011), МПК G01R31/08. Способ диагностики высоковольтной линии электропередачи / В.Е. Качесов, Д.Е. Лебедев // БИ № 17, 2011.

*Е.Р. Уканеева, студ.; рук. В.К. Козлов, д.ф.-м.н., проф.
(КГЭУ, г. Казань)*

БЛОК ПИТАНИЯ НА ОСНОВЕ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Современные воздушные электрические сети характеризуются достаточно сложной структурой. Измерение напряжения в высоковольтной сети невозможно без создания автоматизированной системы сбора информации.

Энергопотребление беспроводных систем передачи информации потенциально ограничено дальностью действия таких систем. Поэтому энергопитание автономных датчиков, используемых при автоматизированном сборе информации, является важной задачей.

Малая часть электрической энергии, передаваемой по проводам ЛЭП может быть использована для энергопитания датчиков.

Существует две основные возможности для отбора электроэнергии с высоковольтных проводов ЛЭП: с помощью трансформаторов напряжения и трансформаторов тока (ТТ). Второй вариант наиболее предпочтительнее с точки зрения надежности и электробезопасности и является предметом рассмотрения в данной работе [1].

Источник питания, имеющий вторичные цепи, выполнен в виде низковольтного ТТ, включенного в токопровод, на котором производится измерение, с возможностью получения постоянного напряжения с использованием трансформации тока, протекающего по токопроводу.

Вторичные цепи ТТ (1) содержат резервный питающий конденсатор и/или аккумуляторную батарею (6), а также зарядное устройство аккумулятора [2].

Возникает вопрос, как запитать аккумулятор, напряжение которого в нормальном состоянии равно 5 вольт (В).

Рассматриваем трансформатор тока ТШЛ-0,66. Номинальный первичный ток принимаем по каталогу: $I_1 = 2000$ А, номинальный вторичный ток равен стандартному значению $I_2 = 5$ А, коэффициент трансформации находим по формуле: $n = \frac{I_2}{I_1} = \frac{2000}{5} = 400$.

Необходимо уточнить, сможет ли аккумулятор заряжаться от тока холостого хода.

Структурная схема блока питания на основе трансформатора тока представлена на рис. 1.

С помощью широтно-импульсного модулятора (ШИМ) из полученного напряжения 50 Гц преобразовываем в импульсное высокой частоты (4).

Цифрой 3 на рис. 1 обозначено формирование выпрямленного напряжения заданной величины (ФВНЗВ), который в себя включает:

- диодный мост, необходимый для преобразования из переменного в постоянное напряжение необходимое для питания аккумулятора;

- ТН, преобразующий напряжение до 5,5 В;
- сглаживающий конденсатор, устанавливаемый для сглаживания пульсаций после выпрямления переменного тока диодным мостом (на схеме устанавливается параллельно нагрузке, соблюдая полярность конденсатора).
- стабилизатор, необходимый в схеме для стабилизации напряжения.

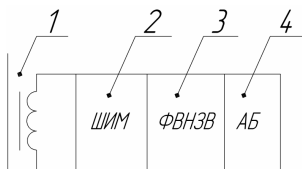


Рис. 1. Структурная схема блока питания

По данной схеме, показанной на рис. 1, будет заряжаться аккумуляторная батарея (4), которая будет подпитывать автономные устройства с дистанционной передачей информации.

Библиографический список

1. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. Блок питания на основе трансформатора тока с микропроцессорным управлением // Электротехника. – 2009. – № 4. – С. 28 – 34.
2. Патент №119120 полезная модель (Российская Федерация). Устройство для измерения переменного тока в высоковольтной цепи с дистанционной передачей информации / Козлов В.К., Лизунов И.Н.

*А.Р. Юсупов, студ.; рук. Е.И. Грачева, к.т.н., доц.
(КГЭУ, г. Казань)*

ВЛИЯНИЕ ЗАГРУЗКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОТРЕБЛЯЕМУЮ РЕАКТИВНУЮ МОЩНОСТЬ

За последние годы характер потребления электроэнергии сильно изменился. Это обусловлено увеличением мощности нелинейных потребителей, а также опережающим ростом потребления реактивной мощности по отношению к активной вследствие уменьшения загрузки силовых трансформаторов. Это является характерной чертой современной электроэнергетики, отрицательно влияющей на качество и потери электроэнергии.

$$Q = Q_0 + Q_P = S_{н.т.} \cdot \left(\frac{I_{ХХ}}{100} + \frac{U_K}{100} \cdot k_3^2 \right),$$

где Q_0 – мощность намагничивания; Q_P – мощность рассеяния; $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора; $I_{ХХ}$ – ток холостого хода трансформатора; U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора; k_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

$$k_3 = \frac{S_{\text{НАГР}}}{S_{\text{Н.Т.}}}$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность нагрузки.

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{\frac{I_{\text{XX}}}{100} + \frac{U_{\text{K}}}{100} \cdot k_3^2}{\sqrt{k_3^2 - \left(\frac{I_{\text{XX}}}{100} + \frac{U_{\text{K}}}{100} \cdot k_3^2\right)^2}}$$

К основным негативным последствиям, вызванным ростом потребления реактивной мощности можно отнести:

- общее снижение уровней напряжения в распределительных сетях, на шинах потребителей и снижение качества электрической энергии;
- увеличение потерь активной мощности в элементах электрической сети;
- дополнительная нагрузка ЛЭП и силовых трансформаторов потоками реактивной мощности, которые увеличивают токовую нагрузку электросети, снижают резерв пропускной способности и устойчивость сети;
- значительное увеличение потребности в источниках реактивной мощности в энергосистеме.

Результаты расчетов приведены на рис. 1, 2.

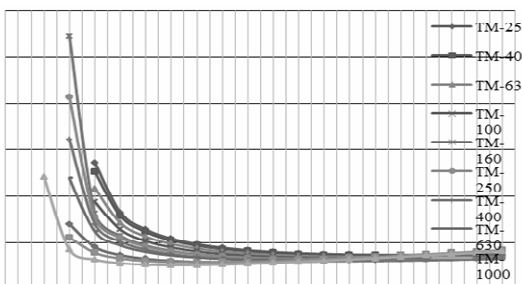


Рис. 1. Зависимость $\operatorname{tg} \varphi$ от коэффициента загрузки k_3 для трансформаторов марки ТМ

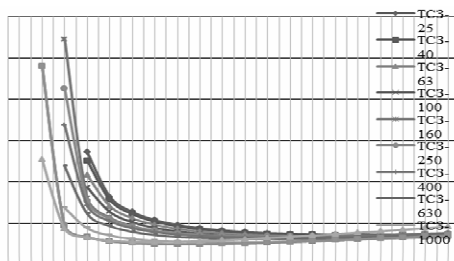


Рис. 2. Зависимость $\operatorname{tg} \varphi$ от коэффициента загрузки k_3 для трансформаторов марки ТСЗ

Из построенных зависимостей мы видим, что нецелесообразно использовать трансформаторы при малом коэффициенте загрузки. Самым оптимальным значением коэффициента загрузки является промежуток от 65 до 75 %, при котором отношением реактивной мощности трансформаторов к его активной мощности является минимальным как для трансформаторов марки ТМ, так и марки ТСЗ.

Библиографический список

1. **Васютинский С.Б.** Вопросы теории и расчета трансформаторов. – Л.: Энергия, 1970.
2. **Федоров А.А., Каменева В.В.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1979.
3. **Быстрицкий Г.Ф.** Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. – Академия, 2003.
4. **Цирель Я.А., Поляков В.С.** Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
5. **Китаев В.Е.** Трансформаторы. – М.: Высшая школа, 1974.

*Г.А. Филатова, асп.; рук. В.А. Шуин, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ КАБЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Введение. Большая часть однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в электрических сетях среднего напряжения 6 – 35 кВ, прежде всего, в начальной стадии развития повреждения изоляции, имеет дуговой неустойчивый характер [1 и др.]. Переходные процессы, возникающие при первом и повторных пробоях изоляции, оказывают существенно влияние на эффективность функционирования устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании различных составляющих установившегося режима замыкания (составляющих промышленной частоты, высших гармоник, наложенных токов). На использовании переходных процессов основаны ряд способов определения зоны ОЗЗ.

Устройства защиты от ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ по цепям тока подключаются, как правило, к кабельным трансформаторам тока нулевой последовательности (ТТНП). Поэтому для решения задач, связанных с совершенствованием способов и устройств защиты от ОЗЗ и разработкой способов и устройств определения зоны пробоя изоляции при ОЗЗ представляет практический интерес исследование работы кабельных ТТНП в переходных режимах ОЗЗ.

Методы исследования работы ТТНП в переходных режимах ОЗЗ. Для экспериментальных исследований динамических режимов работы ТТНП применялся метод физико-математического имитационного моделирования с использованием программно-аппаратного комплекса РЕТОМ-51 и системы моделирования Matlab (рис. 1). Тестовые сигналы переходных токов ОЗЗ для экспериментальных испытаний ТТНП были получены на математических моделях сетей 6 – 10 кВ, выполненных в системе моделирования Matlab. Полученные на математических моделях тестовые сигналы токи $3i_0$ в переходных режимах ОЗЗ с помощью специальной программы преобразовывались в осциллограммы в COMTRADE-формате. Для испытаний реальных образцов ТТ и ТТНП тестовыми сигналами применялся программно-аппаратный комплекс типа РЕТОМ-51, обеспечивающий возможность воспроизведения в цепях тока любого электромагнитного процесса, записанного в COMTRADE-формате.

Возможности устройства РЕТОМ-51 позволяют моделировать первичные токи нулевой последовательности с амплитудой до 60 А в диапазоне частот до 500 Гц. Практические исследования с использованием РЕТОМ-51 показали, что для затухающих колебаний приемлемую точность воспроизведения COMTRADE-осциллограмм можно получить примерно до частоты 1 кГц.

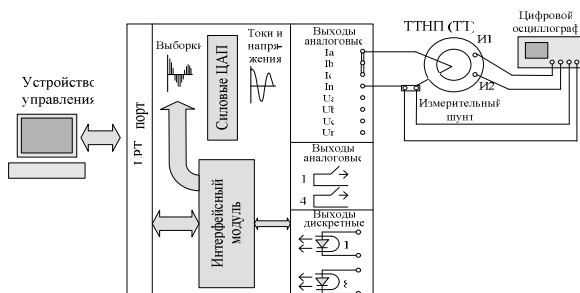


Рис. 1. Структурная схема системы для физико-математического моделирования динамических режимов работы ТТНП с использованием РЕТОМ

Также для моделирования работы ТТНП при больших частотах (до 7 кГц) в качестве первичного сигнала использовался ток разряда конденсатора. Схема эксперимента представлена на рис. 2.

Для исследований работы ТТНП при больших, чем указанные выше, значениях амплитуды и частоты колебаний переходного тока ОЗЗ использовались математические модели трансформаторов тока, разработанные в среде системы моделирования Matlab.

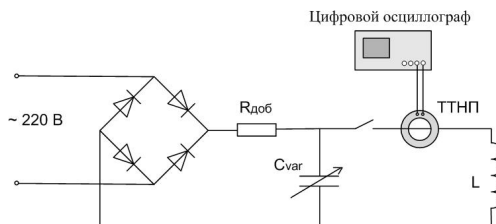


Рис. 2. Структурная схема системы для экспериментального исследования динамических режимов работы ТТП с использованием колебательного контура

Экспериментальные исследования работы фазных ТТ в переходных режимах ОЗЗ. Для исследований наиболее широко применяемый в устройствах защиты от ОЗЗ кабельный ТТП с неразъемным магнитопроводом типа ТЗЛМ.

Анализ результатов экспериментальных исследований показал, что в диапазоне первичных переходных токов с амплитудой от $0,1\sqrt{2}I_{1\text{ном}}$ до $\sqrt{2}I_{1\text{ном}}$ с частотой колебаний до 1 кГц ТТП обеспечивают погрешности по току, не превышающие допустимые 10 %. На рис. 3 в качестве иллюстрации приведены полученные экспериментально с помощью устройства РЕТОМ-51 осциллограммы первичного и вторичного тока кабельного ТТП при дуговом перемежающемся ОЗЗ.

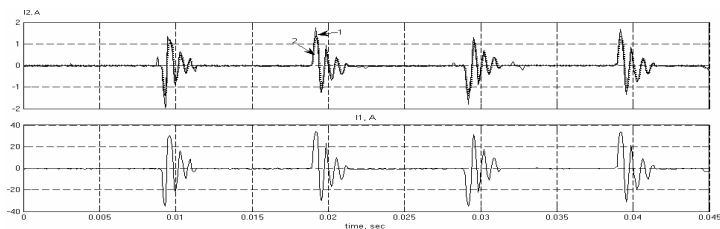


Рис. 3. Осциллограммы первичных (нижняя осциллограмма) и вторичных (верхняя осциллограмма) токов ТТП типа ТЗЛМ при дуговом перемежающемся ОЗЗ

Полученные экспериментально результаты свидетельствуют, что кабельные ТТП при достаточно малых вторичных нагрузках в целом способны с допустимыми для устройств защиты от ОЗЗ погрешностями трансформировать переходные токи ОЗЗ.

Моделирование переходных режимов ТТП. Для исследований динамических режимов работы ТТП при больших значениях переходных токов ОЗЗ, как было отмечено выше, предпочтительнее применение моделирования на ЭВМ. Моделирование ТТП на ЭВМ позволяет также создавать комплексные модели «электрическая сеть – устройство защиты от ОЗЗ».

Для получения модели трансформатора тока с нелинейным магнитопроводом может быть использован типовой элемент Saturable Transformer пакета расширения Simulink системы моделирования Matlab. Модель нелинейного трансформатора тока с вторичной активно-индуктивной нагрузкой в среде системы моделирования Matlab можно представить в виде, показанном на рис. 4.

При реализации модели трансформатора тока основной проблемой является выбор способа задания нелинейной характеристики намагничивания магнитопровода.

В данной работе исследованы 3 подхода к построению математической модели нелинейного трансформатора тока, основанных соответственно на использовании основной кривой намагничивания (ОКН), средней кривой намагничивания (СКН) и уравнения динамики перемагничивания магнитопровода [2]:

$$\frac{dB}{dt} = r \left(1 - \frac{B^2}{B_s^2} \right) (H(t) - H_{cm}), \quad (1)$$

где $H_{ст} = f(B)$ – статическая характеристика намагничивания магнитопровода трансформатора тока.

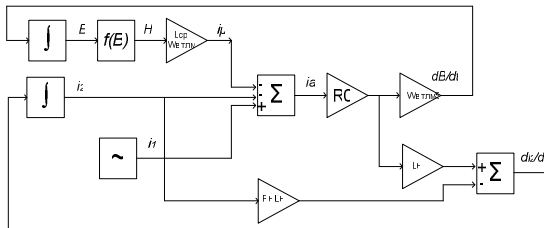


Рис. 4. Структурная схема модели нелинейного трансформатора тока с активно-индуктивной нагрузкой в системе моделирования Matlab

Основным недостатком подхода, основанного на использовании уравнения (1), является необходимость математического описания статической петли гистерезиса $H_{ст} = f(B)$. Задача существенно упрощается, если в уравнении (1) в качестве $H_{ст} = f(B)$ использовать СКН, а потери на гистерезис и вихревые токи приближенно учитывать постоянным активным сопротивлением ветви намагничивания.

Сравнение вторичных сигналов, полученных на моделях кабельного ТТНП типа ТЗЛМ, с вторичными сигналами реальных образцов трансформаторов тока, полученными экспериментально для одинаковых первичных токов, показало, что использование уравнения динамического

перемагничивания магнитопровода (1) с использованием в качестве $H_{ст} = f(B)$ СКН обеспечивает приемлемую точность работы моделей как в установившихся, так и в переходных режимах. Исследования на моделях кабельных ТТНП с допустимыми для устройств защиты от ОЗЗ погрешностями в переходных режимах замыкания на землю.

Заключение. Результаты экспериментальных исследований и моделирования на ЭВМ подтверждают, что кабельные ТТНП при малых вторичных нагрузках способны с допустимыми для устройств защиты от ОЗЗ погрешностями трансформировать переходные токи ОЗЗ.

Библиографический список

1. **Лихачев Ф.А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971.
2. **Кадоchnikov А.И.** Динамические петли магнитного гистерезиса. – Екатеринбург, 2007.

*А.М. Хохлов, О.В. Бахмисов, аспиранты;
рук. О.Н. Кузнецов, к.т.н., доц.
(МЭИ, г. Москва)*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЭИ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ МОДЕЛЬНЫХ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Повышение интереса со стороны энергетических компаний к применению современных устройств управления и измерения параметров режима электроэнергетической системы (ЭЭС) приводит к необходимости решения научных и внедренческих задач в этом направлении. В связи с возрастающей сложностью исследования необходимо проводить большое количество экспериментов по испытанию моделей силовых устройств, а так же систем управления.

Исследование автоматически регулируемых систем в настоящее время проводится в основном с помощью цифрового (математического) моделирования [1]. В целях облегчения анализа процессов обычно стремятся максимально упростить математическую модель при сохранении достаточной точности. Вместе с тем при разработке алгоритмов управления энергосистемой, исследовании поведения системы с учетом влияния новых элементов и создании математических моделей необходимо сопоставление получаемых при моделировании результатов с экспериментальными данными. Проведение натурных экспериментов непосредственно в энергосистемах для изучения аварийных режимов затруднительно или

невозможно. Поэтому эффективным, а в ряде случаев и незаменимым средством для оценки достоверности разрабатываемых математических моделей является физическая (электродинамическая) модель энергосистемы. Кроме того, важным достоинством электродинамической модели (ЭДМ) является учет электромагнитной обстановки в точке включения систем управления, возможность подключения натуральных регулирующих и управляющих устройств, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Для проведения научных экспериментов ЭДМ должна соответствовать следующим требованиям:

- параметры всех силовых элементов модели должны быть подобраны таким образом, чтобы выполнялись критерии подобия [2];
- наличие натуральных или верифицированных моделей автоматических регуляторов;
- наличие распределенной синхронизированной системы измерения и регистрации параметров режима ЭЭС.

Цифровые системы управления, мониторинга и регистрации были разработаны на более ранних этапах [3, 4]. В настоящее время проводятся их испытания и необходимая доработка. Рассмотрим более подробно вопросы моделирования синхронных машин.

Важную роль в подобном отображении нормальных и переходных режимов в моделируемой ЭЭС определяет поведение автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и параметры обмотки возбуждения (ОВ) модельных синхронных генераторов (СГ). На ЭДМ МЭИ установлены 8 генераторов мощностью от 5 до 30 кВ·А. Каждый генератор оснащен своей независимой тиристорной системой возбуждения (ТСВ) и своим АРВ.

Известно [2], что для подобного отображения переходных процессов в ОВ постоянные времени обмоток возбуждения моделируемого и модельного СГ должны быть соответственно равны. Ввиду малой мощности модельных синхронных машин, активное сопротивление их обмоток возбуждения оказывается большим, чем аналогичное сопротивление моделируемых СГ. Таким образом, постоянная времени ОВ модельных СГ оказывается в несколько раз больше, чем у реальных генераторов, используемых в большой энергетике.

Для удовлетворения критериев подобия в области обмотки возбуждения на ЭДМ используются компенсаторы активного сопротивления (КАС). КАС представляет из себя генератор постоянного тока, последовательно включенный в обмотку возбуждения СМ (так называемые, электромеханические КАСы). Принципиальная схема возбуждения модельной СМ представлена на рис. 1.

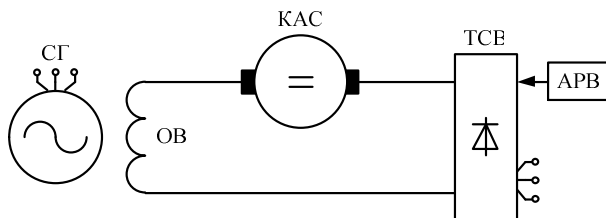


Рис. 1. Принципиальная схема возбуждения синхронных машин

Компенсация активного сопротивления генератором постоянного тока хоть и позволяет достигнуть подобного отображения процессов в ОВ, но обладает рядом недостатков:

- невозможность плавного изменения степени компенсации активного сопротивления;
- КАС – вращающаяся машина, для нормальной работы которой требуются профилактические осмотры и ремонты (сложность обслуживания);
- старение оборудования, потеря им своих номинальных рабочих характеристик;
- большая занимаемая площадь.

Ввиду указанных недостатков возникла идея модернизации существующих на ЭДМ систем возбуждения СМ. Было решено от электромеханических КАСов, а роль компенсации активного сопротивления возложить на систему управления ТСВ. Для этого в системе управления необходимо будет реализовать канал регулирования по току возбуждения.

Таким образом, для осуществления данной задачи необходимо полностью переработать существующую аналоговую систему управления тиристорами. Реализация данного проекта планируется на базе современной цифровой техники. Кроме того, замена блока управления на программируемый позволит реализовать на базе ТСВ математические модели всех используемых в настоящее время систем возбуждения. Таким образом, в зависимости от требований эксперимента СГ может обладать различными системами возбуждения, что позволит расширить возможности физического моделирования различных режимных ситуаций, а проводимые исследования будут максимально точно отображать процессы в ЭЭС.

Постепенная замена аналоговых элементов управления и измерения на цифровые позволяет расширять круг решаемых с помощью ЭДМ задач. В настоящее время сформировались следующие основные направления работ, проводимых на ЭДМ МЭИ:

1. разработка новых законов регулирования и алгоритмов управления станций для повышения устойчивости, надежности, эффективности и экономичности работы;

2. исследование режимов ЭЭС, содержащих элементы гибких управляемых линий электропередачи и умных электрических сетей;
3. проверка функционирования устройств АРВ, релейной защиты и автоматики;
4. испытание систем мониторинга и регистрации установившихся и переходных режимов;
5. исследование поведения новых управляемых устройств в нормальных и аварийных режимах; исследование взаимовлияния и взаимодействия данных устройств с уже существующими, в том числе генераторами;
6. исследование и улучшение условий устойчивости автономных и комплексных локальных энергетических систем;
7. создание распределенных интеллектуальных систем управления;
8. обучение эксплуатационного персонала электросетевого комплекса.

Кроме того, не менее важным направлением развития ЭДМ МЭИ является подготовка молодых ученых и будущих специалистов-энергетиков. Постоянное увеличение информатизации проводимых экспериментов помогает лучше разобраться в происходящих в ЭЭС процессах. На ЭДМ МЭИ легко можно апробировать свои собственные разработки и алгоритмы. Например, в настоящее время на базе ЭДМ МЭИ ведется активная разработка алгоритмов управления и измерения, верификация математической модели генератора, которые будут использованы в учебном лабораторном стенде для изучения курса «Электромеханические переходные процессы».

Также перспективным направлением использования ЭДМ является создание на ее базе постоянно действующего отраслевого центра по проведению приемочных испытаний новой микропроцессорной аппаратуры: систем автоматики и измерений. Улучшение технической оснащенности открывает возможности исследования на ЭДМ процессов, протекающих в сложных регулируемых ЭЭС, которые развиваются по принципам интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивными сетями.

Библиографический список

1. Шаров Ю.В., Строев В.А., Бейм Р.С. Электродинамическая модель МЭИ и ее роль в проведении научных исследований и подготовке специалистов для электроэнергетики // *Электричество*. – 2007. – № 9. – С. 9 – 13.
2. Веников В.А., Веников Г.В. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики): учеб. для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1984.
3. Кузнецов О.Н., Никитин Д.В., Черемисинов Б.А. [и др.] Модернизация электродинамической модели для исследования интеллектуальной электроэнергетической системы // Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем: тр. Всероссийской науч.-практ. конф. Энерго-2012, ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ», г. Москва, 4 – 6 июня 2012 г. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – С. 201 – 205.
4. Хохлов А.М., Никитин Д.В., Бахмисов О.В., Парамонов А.А. Цифровая измерительная система электродинамической модели МЭИ. Опыт применения цифровой фильтрации // *Электрэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф.* – Т. 1. – г. Новочеркасск, 14 – 18 октября 2013 г. – Новочеркасск: Лик, 2013. – С. 245 – 247.

*М.А. Силаев, Д.С. Бочаров, студенты;
рук. В.Н. Тульский, к.т.н., доц.
(НИУ «МЭИ», г. Москва)*

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ИЗМЕРЕНИЯ ПЕРЕМЕЖАЮЩЕЙСЯ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ

В последнее время участились случаи жалоб потребителей электроэнергии, связанных с отключениями электродвигателей (ЭД) при наличии в сети несимметрии напряжений. Наиболее часто такие ситуации происходят на участках вблизи с мощной электрифицированной тяговой нагрузкой переменного тока [1]. При этом, инструментальный контроль качества электроэнергии (КЭ) на зажимах двигательной нагрузки не позволяет зарегистрировать кратковременные электромагнитные помехи, приводящие к отключениям ЭД технологическими защитами. Связано это с тем, что действующие алгоритмы оценки показателей КЭ предусматривают измерение несимметрии напряжений с усреднением каждые 3 секунды (ГОСТ 13109-97) или каждые 10 минут (ГОСТ 54149-2010). Причем измеряется только коэффициент несимметрии, учитывающий амплитуду вектора обратной последовательности относительно амплитуды вектора прямой, в то время как угол между симметричными составляющими напряжения не фиксируется. Необходимо отметить, что еще в 1962 году было выяснено, что на ЭД помимо постоянной несимметрии напряжения может воздействовать также несимметрия перемежающаяся, которая характеризуется изменениями угла между симметричными составляющими [2]. Исследование влияния данного вида несимметрии на ЭД проводилось с точки зрения теплового воздействия и полученные результаты свидетельствовали о том, что она не представляет существенной опасности. Однако, последние исследования показывают, что перемежающаяся несимметрия может приводить к недопустимым вибрациям ЭД и их последующему отключению, ввиду возможности резонирования составляющих магнитной индукции в воздушном зазоре. На рис. 1 показано, как может изменять свое положение вектор тока прямой последовательности относительно вектора обратной последовательности на зажимах ЭД при питании его от третьей обмотки тягового трансформатора. Есть основания полагать, что перемежающаяся несимметрия создается при прохождении мощных электроподвижных составов (ЭПС) через нейтральную вставку (НВ), секционирующую разные фазы контактной сети.

Для того, чтобы определить характер помехи, возникающей при пересечении локомотивом НВ, необходимо рассмотреть схему электропитания ЭПС. Для большинства тяговых подстанций переменного то-

ка, питание составов осуществляется через специальный железнодорожный силовой трехобмоточный трансформатор с линейным напряжением 27,5 кВ со стороны контактной сети. В любой момент времени на левом и правом перегонах относительно НВ перемещается некоторое количество ЭПС, которые могут иметь разную мощность тяговых двигателей, находиться на разных расстояниях относительно друг друга, иметь разные условия движения (подъемы и спуски).

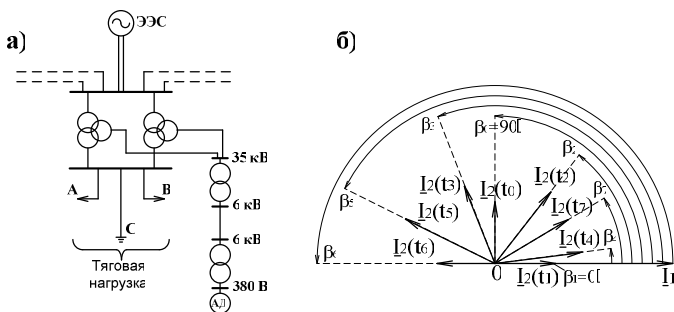


Рис. 1. Расположение векторов тока (б) обратной последовательности относительно векторов тока прямой последовательности основной частоты на зажимах асинхронного двигателя, питающегося от третьей обмотки тягового трансформатора (а) в разные моменты времени. Вектор прямой последовательности тока совмещен с осью 0°

Исходя из вышеперечисленного, можно заключить, что ЭПС являются резкопеременной и несимметричной нагрузкой для подстанции, причем значение несимметрии напряжения по обратной последовательности непрерывно изменяется. Чтобы оценить изменение несимметрии, целесообразно представить нагрузку тяговой подстанции в виде токов, потребляемых левым и правым плечами (перегонами) железной дороги (рис. 2), рассчитать через них токораспределение во вторичных обмотках трансформатора и выделить в токах обмоток составляющие прямой и обратной последовательности. В результате выполнения данных преобразований были получены симметричные составляющие токов, зависящие только от токов левого и правого плечей:

$$I_1 = (I_n + a^2 I_n) / 3, \tag{1}$$

$$I_2 = (I_n + a I_n) / 3, \tag{2}$$

где a – фазный множитель, – токи прямой и обратной последовательности, – токи левого и правого плечей нагрузки.

Опираясь на выражения (1), (2), можно сделать вывод, что несимметрия токов вторичной обмотки тягового трансформатора изменяется

при любых изменениях модуля или фазы токов левого и правого плечей железной дороги, которые в свою очередь меняются непрерывно. Больше того, становится очевидно, что максимальное изменение токов плечей, а, соответственно, и несимметрии, будет наблюдаться при переходе мощного ЭПС через НВ. Проведенный анализ показал, что несимметрия возникающая при таких переходах будет носить перемежающийся характер, т.е. изменяться будут не только амплитуды векторов прямой и обратной последовательности, но и угол между их симметричными составляющими.

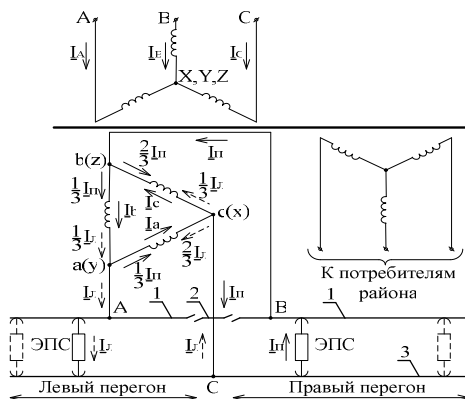


Рис. 2. Распределение токов левого и правого плечей (перегонов) по фазам обмотки тягового трансформатора (схема соединения $Y/\Delta-11$): 1 – контактная сеть, 2 – нейтральная вставка (НВ), 3 – рельс

Требования существующих ГОСТ на КЭ по усреднению измерений несимметрии напряжения ориентированы на возможность проведения оценки ее теплового воздействия на электроприемники, однако, нормированные интервалы усреднения не дают возможности для проведения подобной оценки по вибрационному воздействию. В соответствии с вышесказанным, появляется необходимость в разработке дополнительного показателя, позволяющего контролировать перемежающуюся несимметрию напряжения. Контроль может осуществляться по мгновенным значениям напряжения обратной последовательности и углу между симметричными составляющими. Для организации данного контроля на базе испытательной лаборатории качества электроэнергии НИУ «МЭИ» разработан алгоритм, который анализирует мгновенные значения напряжений во всех фазах, выделяет в них основную гармонику и выполняет разложение на симметричные составляющие. Подобный алгоритм может быть реализован на современных средствах измерения, например, на анализаторе NI «CompactRIO».

Библиографический список

1. **Силаев М.А.**, Тульский В.Н., Парамонов А.А. Исследование влияния тяговой нагрузки электрифицированных железных дорог переменного тока на режим работы крупных электродвигателей // Федоровские чтения – 2013: XLIII Международная научно-практическая конференция. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

2. **Церазов А.Л.** Исследование влияния несимметрии и несинусоидальности напряжения на работу трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Дисс.... канд. техн. наук. – М.: 1962. – 182 с.

*С.Г. Романов, магистр.; рук. А.И. Тихонов, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА ПОДСИСТЕМЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель работы состоит в повышении эффективности проектирования силовых трансформаторов путем их оптимизации с использованием современных методов поиска оптимального решения.

Развитие экономики РФ сопровождается ростом потребляемых мощностей, что приводит к необходимости увеличения производства силовых трансформаторов, суммарная мощность которых в 5 – 6 раз превышает генераторную мощность. Поэтому актуальной является проблема повышения надежности и экономичности эксплуатации силового трансформатора. Решение данной проблемы требует наличия программных средств, позволяющих создавать САПР силовых трансформаторов, одной из главных подсистем которых является подсистема оптимизации. Методика расчета, заложенная в разрабатываемую подсистему оптимизации трансформатора, представлена в [1].

Процесс проектирования трансформатора можно представить итерационной блок-схемой рис. 1. На этапах выбора главных размеров и проектного расчета работа обычно ведется в интерактивном режиме. Поверочный расчет выполняется в пакетном режиме. Это делается в первую очередь для того, чтобы обеспечить возможность использования подсистемы поверочного расчета в алгоритмах поиска оптимального решения, работающих без человеческого вмешательства.

Если на этапе поверочного расчета требуется обеспечить выбор справочных величин, то необходимо автоматизировать данный процесс. Например, при расчете холостого хода выбор удельных потерь в стали и удельной намагничивающей мощности осуществляется по сплайнам, аппроксимирующим таблицы, приведенные в справочной литературе. Для выбора из таблиц дискретных величин пишется специальный программный код.

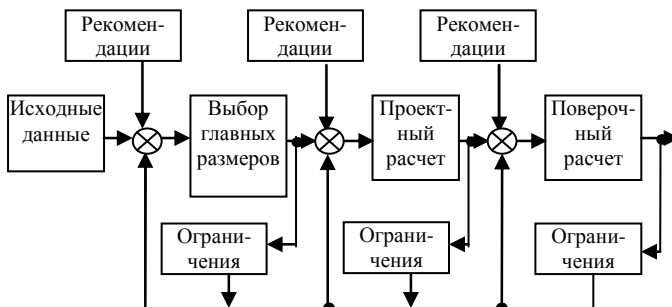


Рис. 1. Итерационная схема процесса проектирования

С позиции системного подхода САПР силовых трансформаторов рассматривается как блочно-иерархическая структура, состоящая из структурных составляющих разного уровня, взаимодействующих друг с другом. В частности, САПР трансформаторов может быть представлена структурной схемой, представленной на рис. 2.

Отдельные подсистемы могут быть реализованы с использованием существующих пакетов, специализирующихся на выполнении типовых проектных и обслуживающих процедур, в которые внедряются пакеты прикладных программ, разработанные проектировщиками. Примерная структура приложений, из которых можно построить полноценную САПР трансформаторов, и схема их взаимодействия представлена на рис. 3.



Рис. 2. Структура САПР трансформаторов Электромеханика и магнитожиidкостные устройства

Основой для создания САПР трансформаторов может стать пакет MS Excel, представляющий собой программу для работы с электронными таблицами. Данная система имеет удобный графический интерфейс, снабжающий пользователя необходимым набором инструментов для создания расчетной подсистемы. Ценной возможностью Excel является возможность писать программный код на языке Visual Basic for Application.

Следует отметить, что наличие удобного и простого в обращении интерфейса MS Excel, открытость пакета для подключения сторонних приложений и его повсеместная распространенность сделала Excel незаменимым при создании САПР трансформаторов.



Рис. 3. Структура приложений и схема их взаимодействия

Таким образом, математическую модель, заложенную в подсистему поверочного расчета (ППР) можно представить в виде функции

$$Y = F(X), \quad (1)$$

где X – вектор аргументов; Y – вектор значений функции.

Задача поиска решения состоит в расчете элементов вектора X , при которых элементы вектора Y принимают изначально заданные значения. В некоторых случаях такая задача может быть решена путем построения обратной модели (х представляются как варьируемые параметры и фиксированные параметры, среди Y выделяют величины, на которые накладываются функциональные ограничения; величины, на которые не накладывается ограничений и величины, являющиеся критериями оптимизации, из которых и строится целевая функция)

$$X = F^*(Y). \quad (2)$$

В случае поиска решения трансформатора, обратную модель в форме (2) построить не удастся.

Чаще всего искомое решение определено не столько конкретными значениями некоторых характерных критериев, сколько требованием достижения ими экстремальных значений. Другими словами, одной из главных особенностей современного проектирования является требование оптимальности спроектированного устройства.

Задача оптимизации формулируется следующим образом [3]:

$$\begin{aligned} & \text{задано: } F(\mathbf{X}) \in \Phi \subset \mathfrak{R}^m \rightarrow \mathfrak{R}; \\ & \text{найти: } \mathbf{X}^* \in \Omega \subset \mathfrak{R}^n, \text{ для которого } F(\mathbf{X}^*) \leq F(\mathbf{X}) \\ & \text{для всех } F(\mathbf{X}) \in \Phi \text{ при всех } \mathbf{X} \in \Omega \subset \mathfrak{R}^n, \\ & \text{то есть найти } \min_{\mathbf{X} \in \Omega \subset \mathfrak{R}^n} F(\mathbf{X}) \in \Phi \subset \mathfrak{R}^m \rightarrow \mathfrak{R}. \end{aligned} \quad (3)$$

Здесь \mathfrak{R}^m – m -мерное пространство критериев оптимальности; $F(\mathbf{X})$ – некоторая функция или система уравнений, однозначно определяемая m компонентами вектора критериев $F(\mathbf{X})$, отображающая множество аргументов $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, принадлежащее n -мерному пространству аргументов \mathfrak{R}^n , на множество, принадлежащее одномерному пространству критериев \mathfrak{R} , путем свертки

$$F(\mathbf{X}) = \sum_{i=1}^m F_i(\mathbf{X}) \cdot K_i, \quad (4)$$

где $F_i(\mathbf{X})$ – критерии оптимальности; K_i – весовые коэффициенты, определяющие вклад i -го критерия в величину целевой функции $F(\mathbf{X})$.

В случае трансформатора в качестве критериев оптимальности $F_i(\mathbf{X})$ могут выступать себестоимость изготовления трансформатора C и суммарные потери P . Весовые коэффициенты K_C и K_P выбираются на основании анализа множества Парето и опыта взаимодействия с покупателями.

Таким образом, задача оптимизации трансформатора сводится к поиску варианта, характеризующегося минимальной величиной приведенных затрат

$$Z(\mathbf{X}) = C(\mathbf{X}) \cdot K_C + P(\mathbf{X}) \cdot K_P \quad (5)$$

при условии выполнения функциональных ограничений, заданных системой неравенств

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{k \min} \leq u_k(\mathbf{X}) \leq u_{k \max} \\ P_k(\mathbf{X}) \leq P_{k \max} \\ i_0(\mathbf{X}) \leq i_{0 \max} \\ P_0(\mathbf{X}) \leq P_{0 \max} \\ T_i(\mathbf{X}) \leq T_{i \max} \end{array} \right. \quad (6)$$

где u_k, P_k – напряжение и потери короткого замыкания трансформатора; i_0, P_0 – ток и потери холостого хода; T_i – температура i -го узла трансформатора.

Учет функциональных ограничений производится с помощью штрафных коэффициентов

$$K_j = \begin{cases} 1 \nabla |y_j(\mathbf{X}) - y_j^*| < 1 \\ 1 + |y_j(\mathbf{X}) - y_j^*| \cdot K_{y_j} \nabla |y_j(\mathbf{X}) - y_j^*| \geq 1 \end{cases} \quad (7)$$

увеличивающих значение целевой функции (4) при невыполнении условий (6), так что функция (4) принимает вид

$$F(\mathbf{X}) = \left(\sum_{i=1}^m F_i(\mathbf{X}) \cdot K_i \right) \cdot \prod_j^N K_j, \quad (8)$$

где $y_j(\mathbf{X})$ – величина, рассчитываемая ППП (рис. 2), не являющаяся критерием оптимальности $F_i(\mathbf{X})$, для которых определено одно из неравенств системы (6); y_j^* – задаваемое техническим заданием или техническими условиями предельное значение величины $y_j(\mathbf{X})$; K_{y_j} –весовой коэффициент, величина которого выбирается опытным путем; N – количество функциональных ограничений.

Список аргументов для решения задачи оптимизации трансформатора включает такие величины, как индукция в стержне, диаметр стержня, высота обмотки, плотности тока в обмотках, количество слоев обмоток, количество охлаждающих каналов в обмотках, ширина канала между обмотками НН и ВН, глубина гофр по малой и большой сторонам гофробака. Некоторые из этих величин x_i могут варьироваться произвольным образом в заданном диапазоне параметрических ограничений

$$x_{i_{\min}} \leq x_i \leq x_{i_{\max}}. \quad (9)$$

Однако ряд величин может принимать только целочисленные значения, а именно: количество слоев и количество каналов в обмотках. Кроме того, несмотря на то, что величины плотностей тока в обмотках варьируются произвольным образом, в процедуре расчета значения целевой функции по ним выбираются обмоточные провода из заданного сортамента, что приводит по факту к дискретности данных варьируемых величин.

Дискретность целевой функции приводит к необходимости использовать специфические алгоритмы поиска оптимального решения.

В качестве независимых аргументов были использованы индукция в стержне, высота обмотки, диаметр стержня, плотности тока в обмотках, число слоев обмоток, количество и ширина охлаждающих каналов между концентрированными обмоток, глубина гофр гофробака.

Метод оптимизации реализован в среде MATLAB с помощью пакета поддержки генетических алгоритмов. Это позволило использовать подсистему поверочного расчета, работающую в пакетном режиме, в качестве инструмента для формирования целевой функции без каких-либо доработок в плане устранения дискретности. Система всегда находит оптимальное решение. На рис. 4 представлен тренд поиска оптимального варианта трансформатора с использованием генетических алгоритмов в среде MatLab.

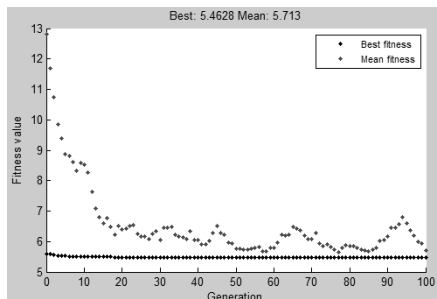


Рис. 4. Тренд поиска оптимального решения с помощью генетических алгоритмов

Библиографический список

1. **Тихонов А.И.**, Лапин А.Н. Проектирование силовых трансформаторов: учеб. пособие / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2011. – 160 с.
2. **Тихонов А.И.** Основы теории подобия и моделирования (электрические машины): учеб. пособие / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2011. – 132 с.
3. **Дэннис Дж.**, Шнабель Р. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений: Пер. с англ. – М.: Мир, 1988. – 440 с.

*А.Ф. Мухаметзянова, студ.; рук. Е.И. Грачева, к.т.н., доц.
(КГЭУ, г. Казань)*

МИНИМУМ ПОТЕРЬ И МАКСИМУМ КПД В ТРАНСФОРМАТОРАХ

При работе в трансформаторе возникают потери энергии. Коэффициентом полезного действия трансформатора (КПД) называют отношение отдаваемой мощности P_2 к мощности P_1 поступающей в первичную обмотку:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}.$$

По уравнению баланса мощности в цепи трансформатора

$$P_1 = P_2 + \Delta P = P_2 + \Delta P_{cm} + \Delta P_M,$$

где ΔP_{cm} – мощность потерь в стали, ΔP_M – мощность потерь в меди, $P_2 = U_2 I_2 \cos \varphi$ – активная мощность потребителей.

Мощность потерь в стали магнитопровода из-за гистерезиса и вихревых токов ΔP_{cm} зависит от амплитуды магнитного потока, а так как магнитный поток величина постоянная, то мощность потерь в стали не изменяется, т. е. не зависит от нагрузки при постоянном значении напряжения питания. Эти потери составляют 1 – 2 % номинальной мощности. Мощность потерь в проводах обмоток зависит от нагрузки, так как

$$\Delta P_M = R_2 I_2^2.$$

КПД трансформатора можно рассчитать по формуле:

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P_{cm} + \Delta P_M} = \frac{U_2 I_2 \cos \varphi}{U_2 I_2 \cos \varphi + \Delta P_{cm} + \Delta P_M}.$$

По опытам холостого хода и короткого замыкания получено, что $\Delta P_{cm} = P_{xx}$, $\Delta P_M = R_2 I_2^2 = k_3^2 P_{xx}$, где $k_3 = I_1 / I_{1,ном}$ – коэффициент нагрузки, подставив уравнения, значение КПД можем определить по форму:

$$\eta = \frac{k_3 S_{ном} \cos \varphi_2}{k_3 S_{ном} \cos \varphi_2 + P_{xx} + k_3^2 P_{xx}}.$$

Из последней формулы можно найти значение k_3 , при котором КПД максимален. Приравняв нулю производную $d\eta/dk_3$, получим:

$$k_3^2 P_{xx} = P_{xx},$$

Это значит, что КПД максимален при равенстве мощностей потерь в проводах обмоток и в стали. Следовательно, оптимальный коэффициент нагрузки

$$k_3 = \sqrt{P_{xx} / P_{xx}}.$$

Обычно для трансформатора $k_{xx} / P_{xx} = 0,25 - 0,5$ и, значит, $k_3 = 0,5 - 0,7$. Таким образом, максимальный КПД трансформатора будет при нагрузке 50 – 70 % от номинальной.

Исходя из расчетов были построены графики зависимости КПД трансформатора и потери активной мощности от его коэффициента загрузки. Были выбраны трансформаторы марки ТМ мощностью 400, 630 и 1000 кВА.

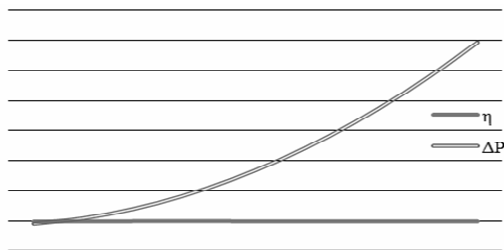


Рис. 1. Зависимость η и ΔP от κ_2 для трансформатора ТМ 400

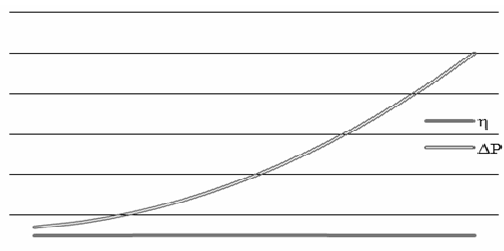


Рис. 2. Зависимость η и ΔP от κ_2 для трансформатора ТМ 630

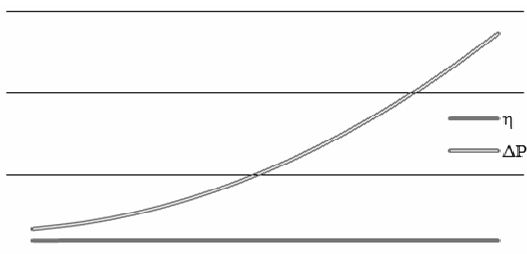


Рис. 3. Зависимость η и ΔP от κ_2 для трансформатора ТМ 1000

Из построенных зависимостей видно, что максимальный КПД трансформаторов достигается при коэффициенте загрузки примерно 50 % от номинальной мощности, что подтверждает ранее полученный результат.

Библиографический список

1. **Вопросы** теории и расчета трансформаторов. – Л.: Энергия, 1970.
2. **Тихомиров П.М.** Расчет трансформаторов. – М.: Энергия, 1976.
3. **Федоров А.А.,** Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

4. **Лизунов С.Д.**, Лоханин А.К. и др. Силовые трансформаторы (справочная книга). – Энергоиздат, 2004.

5. **Григорьев В.И.**, Киреева Э.А. и др. Справочная книга электрика. – М.: Колос, 2004.

*Д.Ю. Морозова, маг.; рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА ДАТЧИКОВ УГЛА НАКЛОНА С МАГНИТНОЙ НАНОЖИДКОСТЬЮ

Датчики угла наклона с магнитной наножидкостью предназначены для контроля отклонения горизонтальной оси технических объектов и подачи выходного сигнала на систему автоматического регулирования.

Ранее применялся датчик угла наклона с магнитной наножидкостью в качестве чувствительного элемента. Недостаток этого датчика – низкое быстродействие и чувствительность, особенно при измерении малых углов наклона относительно горизонтальной оси.

Разработаны конструкции датчиков, в которых в качестве чувствительного элемента используются комбинации кольцевых постоянных магниты, примыкающих к магнитопроводной втулке.

В одной из конструкций [1] чувствительный элемент расположен внутри корпуса и левитирует в магнитной жидкости. Одним из вариантов исполнения датчика является наружное расположение чувствительного элемента [2]. Кроме этого разработан датчик в котором левитация чувствительного элемента осуществляется по двум сторонам цилиндрических поверхностей [3].

С целью оценки магнитной индукции в датчиках проведены численные исследования предложенных конструкций на основе метода конечных элементов, который реализован в интегрированной среде Elcut. В ходе исследований получена картина распределения магнитной индукции и разработаны рекомендации по применению предлагаемых конструкций датчиков для разных условий эксплуатации.

Библиографический список

1. **Сайкин М.С.**, Морозова Д.Ю. Магнитожидкостное устройство для определения угла наклона. Патент на полезную модель, Российская Федерация N 113349, МКИ G01C 9/00, Приоритет от 18.10.2011, опубл. 10.02.2012, Бюл. N 4.

2. **Сайкин М.С.**, Морозова Д.Ю. Магнитожидкостное устройство для определения угла наклона. Патент на полезную модель, Российская Федерация № 126451. Приоритет от 20.03.2012, опубликован 27.03.2013, Бюл. N 9.

3. **Сайкин М.С.**, Морозова Д.Ю. Магнитожидкостное устройство для определения угла наклона. Патент на полезную модель, Российская Федерация № 128318. Приоритет от 06.12.2012, опубликован 20.05.2013, Бюл. N 14.

*О.В. Демиденко, студ.; рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ МАГНИТОЖИДКОСТНЫХ ГЕРМЕТИЗАТОРОВ ГАЗОВЫХ СРЕД

Уникальные свойства магнитных наножидкостей позволяют улучшать эксплуатационные характеристики устройств машиностроения и создавать принципиально новые технические устройства и механизмы. Области применения магнитной жидкости (МЖ) на данный момент являются: узлы герметизации, магнитные сепараторы, демпферы, датчики угла наклона, акустика. В данной работе рассмотрено следующее техническое устройство: герметизаторы различных сред.

Магнитная жидкость является химически синтезированным материалом и в природе не существует. Она представляет собой двухфазную коллоидную систему частиц магнетита Fe_3O_4 и жидкости-носителя.

Первая фаза – частицы ферро- или ферримангнетика. Размер частиц составляет порядка 100 Ангстрем. Частицы магнетита защищены оболочкой поверхностно-активного вещества (ПАВ), это третья фаза системы. Толщина оболочки порядка 20 Ангстрем. В качестве ПАВ обычно используется олеиновая кислота (рис. 1). Частицы магнетита вместе с ПАВ находятся в жидкости-носителе. В качестве нее может применяться керосин, моторные и вакуумные масла, кремнийорганические соединения. Применение той или иной жидкости-носителя определяется физическими свойствами, которые необходимо получить по условиям эксплуатации МЖ на каком-либо техническом объекте, а так же узлом, в котором она находится (датчики, уплотнения, демпферы и т.д.).

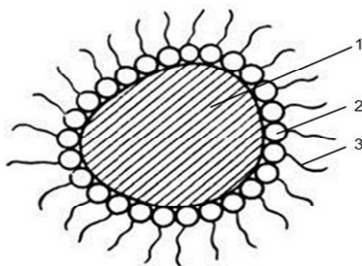


Рис. 1. Схема строения частицы с оболочкой ПАВ: 1 – частица магнетита, 2 – полярная группа молекулы ПАВ, 3 – цепочечная часть молекулы ПАВ

Для магнитожидкостных герметизаторов, работающих в условиях вакуума, должна использоваться жидкость-носитель, которая не испаряется (например, жидкость на кремнийорганической основе).

Для работы с агрессивными средами необходимо использовать жидкость, которая является инертной по отношению к ним. Этому условию удовлетворяет фторорганическая жидкость. Кроме этого при выборе МЖ для технических устройств необходимо учитывать ее вязкость, так как она определяет быстродействие технического объекта. В магнитожидкостном датчике жидкость полностью защищена от влияния внешней среды, с которой полностью исключен контакт. Поэтому к магнитной жидкости не предъявляются требования по испаряемости, но она должна обладать низкой вязкостью для высокого быстродействия. Поэтому в качестве жидкости-носителя подходит, например, керосин.

Одним из условий надежной герметизации технологического оборудования различного назначения содержащего газовой среды является отсутствие утечек по поверхности вращающихся валов. В традиционных типах уплотнений, предназначенных для герметизации вращающихся валов, присутствуют натекания газовой смеси, проникновение внешней среды во внутренний объем, что приводит к нарушению технологических циклов, браку продукции, аварии технических систем.

Требование полной герметичности вращающихся валов может быть выполнено только за счет использования магнитожидкостных герметизаторов (МЖГ). Они обладают существенными преимуществами перед традиционными типами уплотнений, а именно: абсолютной герметичностью $10^{-6} - 10^{-7}$ мм рт. ст., низким собственным моментом трения, высоким ресурсом работы (до 50000 часов), простотой технического обслуживания.

Целью работы является исследование МЖГ для герметизации вала вентилятора газодинамического контура диаметром 170 мм.

Исходными данными для проведения расчета является величина рабочего зазора МЖГ, которая изменялась в пределах от 0,15 до 0,3 мм, величина шага зубца, которая составляла 3 мм, площадки при основании зубца 0,2 мм. Зубец выполнен в форме прямоугольной трапеции с углом при основании 45° (рис. 2). Расчет проведен для двух магнитопроводных сталей марок: Сталь 10 и Сталь 20Х13. В качестве источника магнитного поля выбран постоянный магнит марки КС-37 с величиной остаточной индукции 0,77 Тл и коэрцитивной силой 540 кА/м. В рабочий зазор МЖГ была заправлена магнитная жидкость (МЖ) с намагниченностью насыщения 40 кА/м.

При проведении численных исследований использовался метод конечных элементов, реализованный в среде ELCUT, в которой был выполнен расчет магнитного поля и получена картина распределения магнитной индукции в рабочем зазоре МЖГ. По результатам расчета определялся критический перепад давлений. Для статического режима работы его величина вычислялась по формуле:

$$\Delta P_{ст} = M_{s0} (B_{max} - B_{min}),$$

где M_{s0} – начальная намагниченность насыщения МЖ; B_{max} и B_{min} – максимальная и минимальная магнитная индукция под зубцом.

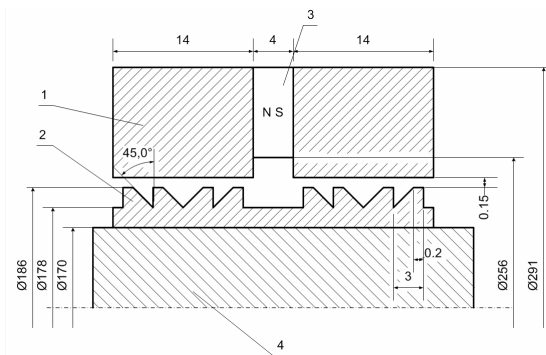


Рис. 2. Размеры магнитной цепи: 1 – полустыльные приставки, 2 – магнитопроводящая втулка, 3 – постоянный магнит КС-37, 4 – вал

Такое устройство позволяет применять МЖГ на валах разных по магнитопроводным свойствам, а также изменяя только размеры и форму втулки можно добиваться различных параметров герметизатора.

Результаты распределения магнитной индукции, полученные расчетным путем для магнитопровода МЖГ, изготовленного из стали марки Сталь 10, по высоте рабочего зазора, представлены на рис. 3.

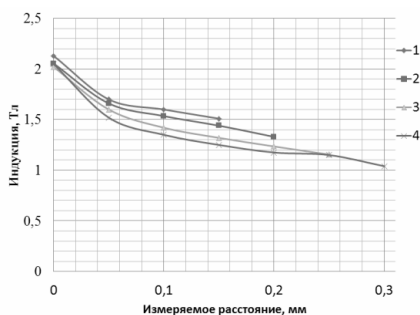


Рис. 3. Распределение магнитной индукции по высоте рабочего зазора: 1 – рабочий зазор 0,15 мм; 2 – рабочий зазор 0,2 мм; 3 – рабочий зазор 0,25 мм; 4 – рабочий зазор 0,3 мм

Экспериментальные исследования по определению критического перепада давлений МЖГ, проведены на лабораторном стенде, который

представляет собой макет узла МЖГ, вал которого вращался с заданной скоростью электродвигателем постоянного тока. Высокая сходимость результатов расчета и эксперимента получена на скоростях вращения вала МЖГ до 5 – 7 м/с, при этом величина относительной погрешности составила 12 – 15 %, причем большее значение соответствовало экспериментальным результатам. При увеличении скорости вращения вала, до 12 – 15 м/с, величина относительной погрешности расчетных и экспериментальных результатов составляла 15 – 20 %, однако большие значение перепада давлений соответствовали результатом расчета. Это объясняется тем, что при больших скоростях вращения вала в расчетной модели по определению критического перепада давлений, не учитывается влияние центробежных сил действующих на МЖ в рабочем зазоре МЖГ. Кроме этого, при больших скоростях вращения вала происходит нагрев МЖ. Это приводит к снижению ее намагничности насыщения и, как следствие, уменьшению критического перепада давлений МЖГ.

Библиографический список

1. Демиденко О.В., Сайкин М.С. Расчет и экспериментальная проверка магнитоэлектрического герметизатора вращающегося вала / Материалы VIII Международной молодежной научной конференции «Гинчуриинские чтения», 27 – 29 марта 2013. – Т. 1. – С. 212 – 213.
2. Saykin Michail. Seals Finite Elements Model on Nanomagnetic Liquids Basis / 7th International Symposium „Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering”, Narva-Jõesuu, Estonia, June 15 – 20, 2009. – P. 57 – 58.

*И.А. Балагуров, студ.; рук. Ю.Б. Казаков, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТОРЦЕВОГО ВЕНТИЛЬНОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ СМЕСИТЕЛЯ СЫПУЧИХ МАТЕРИАЛОВ

В современном производстве все чаще возникает необходимость в электромеханических преобразователях, сконструированных под конкретные задачи. Машины общей серии и конструктивного исполнения уже не в состоянии успешно справляться с возникающими проблемами. Это, в частности, относится к низкооборотному электроприводу. Наличие механической передачи – редуктора, между исполнительным механизмом и электромеханическим преобразователем существенно влияет на энергетические и габаритные показатели привода в целом.

Целью данной работы является проектирование специального электромеханического преобразователя для смесителя сыпучих материалов [1].

В исходном варианте (рис. 1), смеситель сыпучих материалов представляют собой патрубки для загрузки и выгрузки смеси, корпус, внутри

которого вращаются лопасти, расположенные на длинном валу. Вал приводится во вращение электродвигателем через редуктор. Скорость вращения постоянная.

К достоинствам этой конструкции стоит отнести простоту исполнения и надежность.

Однако недостатком такого типа смесителя является:

- присутствие вала в зоне смешивания (уменьшение полезного объема);
- относительно низкая равномерность перемешивания вследствие отсутствия обратной связи;
- нерациональное распределение мощности на единицу длины;
- наличие механической передачи – редуктора;
- практически полное отсутствие регулирования скорости перемешивания.

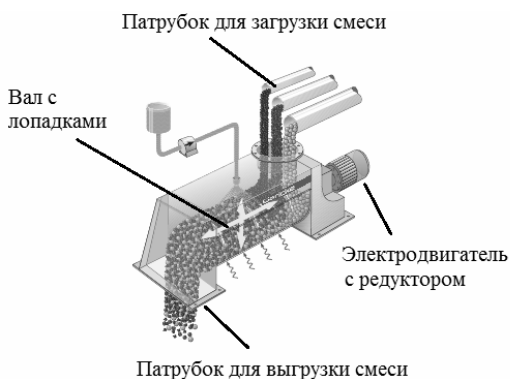


Рис. 1. Смеситель сыпучих материалов

Желание устранить недостатки традиционного смесителя привели к разработке лопастного смесителя с независимым приводом[2]. Основной частью этой конструкции (рис. 2) является лопаточный узел, содержащий ось, жестко связанную с корпусом, на которой установлены с возможностью свободного вращения лопаточные колеса, разделенные фиксаторами, каждое из которых выполнено в виде втулки с лопатками, снабженными на кромках ферромагнитными наконечниками; вокруг каждого лопаточного колеса на внешней поверхности корпуса установлен индуктор, выполненный в виде статора с обмоткой возбуждения, подключенной через преобразователь частоты к источнику трехфазного тока с возможностью переключения фаз.

Дальнейшим совершенствованием вышеописанной конструкции является торцевой вентильный электромеханический преобразователь с полым ротором.

Вентильные торцевые машины имеют ряд преимуществ [3, 4], перед машинами традиционного исполнения:

- отсутствие коллекторно-щеточного узла;
- простота реализации различных видов механических характеристик, требуемых исполнительными механизмами;
- высокие энергетические показатели (КПД и $\cos\phi$);
- компактность;
- возможность реализации низкооборотных высокомоментных машин без применения механической передачи.

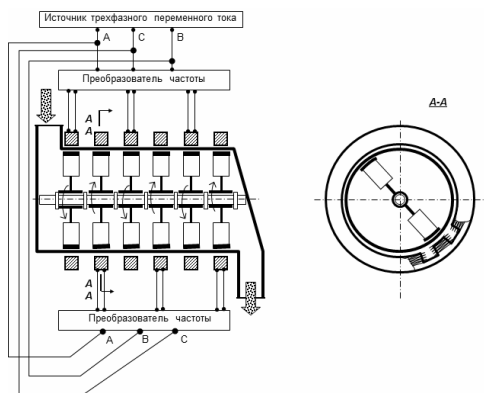


Рис. 2. Лопастной смеситель с независимым приводом

Торцевой вентильный электромеханический преобразователь с полым ротором представляет собой (рис. 3) электрическую машину с аксиальным магнитным потоком, ротор которой представляет собой кольцо из постоянных магнитов аксиальной намагниченности, во внутренней части которого расположены лопатки, а внешняя часть связана с корпусом через подшипники скольжения.

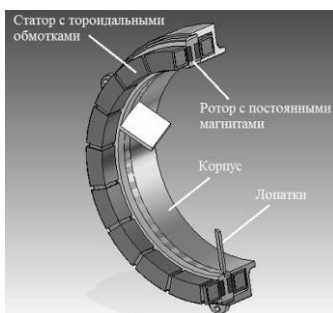


Рис. 3. Торцевой вентильный электромеханический преобразователь с полым ротором

С торцевых сторон ротор соединен с корпусом при помощи уплотнений. Вокруг ротора, с торцевых сторон установлены статоры, содержащие магнитопровод, тороидальные обмотки, и датчик положения ротора. Датчик положения ротора соединен с электронной системой ключей, управляющих коммутацией катушек статора.

Каскад из таких торцевых машин, вместе с патрубками для загрузки и выгрузки компонентов смеси, образуют смеситель сыпучих материалов с независимым приводом.

Библиографический список

1. Сайт <http://www.gericke.net>.
2. **Мизонов В.Е.**, Казаков Ю.Б., Шелатонова К.А., Балагуров И.А. Патент RU № 119642 от 07.03.2012 МПК В01F 13/08.
3. **Овчинников И.Е.** Вентильные электрические двигатели и привод на их основе (малая и средняя мощность) : курс лекций. – СПб.: КОРОНА-Век, 2007. – 336 с.
4. **Ганджа, С.А.** Анализ электромагнитной мощности для различных конструктивных исполнений вентильных машин с аксиальным потоком // Вестник ЮУрГУ. – 2010. – № 32.

*А.Р. Ахметшин, асс.; рук. А.И. Федотов, д.т.н., проф.
(КГЭУ, г. Казань)*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СИММЕТРИРУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТИПА ТМГСУ

Для устранения несимметрии фазных напряжений выпускаются трансформаторы с симметрирующей обмоткой (ТСО) [1]. Однако для них не представлены параметры, позволяющие определить техническую и экономическую целесообразность их применения. В связи с этим разработан метод определения параметров схемы замещения ТСО, что необходимо для расчета режимов распределительных электрических сетей (РЭС) с несимметричной нагрузкой.

Трансформаторы за счет использования специальной СО позволяют при несимметричной нагрузке уменьшить перекося фазных напряжений и, соответственно, снизить потери электроэнергии в РЭС. Актуальной задачей является разработка метода определения параметров схемы замещения ТСО с разными схемами соединения обмоток. Стандартных параметров трансформаторов, полученных из опытов холостого хода и короткого замыкания, недостаточно для расчета параметров схемы замещения ТСО.

Схема замещения ТСО относительно фазных переменных, приведенная к вторичной обмотке представлена на рис. 1.

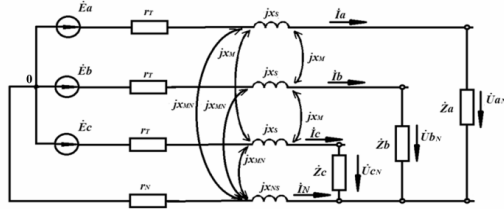


Рис. 1. Схема замещения ТСО, приведенная к вторичной стороне

Запишем уравнение баланса напряжений каждой из обмоток по отношению к нейтрали:

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_a - [r_T + j(x_S - x_M)] * \dot{I}_a + [r_N + j(x_{NS} + x_M - 2 * x_{MN})] * \dot{I}_N &= \dot{U}_{aN} \\ \dot{E}_b - [r_T + j(x_S - x_M)] * \dot{I}_b + [r_N + j(x_{NS} + x_M - 2 * x_{MN})] * \dot{I}_N &= \dot{U}_{bN} \\ \dot{E}_c - [r_T + j(x_S - x_M)] * \dot{I}_c + [r_N + j(x_{NS} + x_M - 2 * x_{MN})] * \dot{I}_N &= \dot{U}_{cN} \end{aligned} \right\}.$$

Введем следующие обозначения:

$$x_{co} = x_M + x_{NS} - 2 * x_{MN}, \quad x_T = x_S - x_M.$$

Тогда имеем [2]:

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_a - [r_T + j(x_T + x_{co})] * \dot{I}_a - jx_{co} * (\dot{I}_b + \dot{I}_c) &= \dot{U}_{aN} - r_N * \dot{I}_N \\ \dot{E}_b - [r_T + j(x_T + x_{co})] * \dot{I}_b - jx_{co} * (\dot{I}_a + \dot{I}_c) &= \dot{U}_{bN} - r_N * \dot{I}_N \\ \dot{E}_c - [r_T + j(x_T + x_{co})] * \dot{I}_c - jx_{co} * (\dot{I}_a + \dot{I}_b) &= \dot{U}_{cN} - r_N * \dot{I}_N \end{aligned} \right\}.$$

Полученным уравнениям соответствует схема замещения, рис. 2, которая позволяет моделировать несимметричные режимы работы ТСО в программном пакете MATLAB [2].

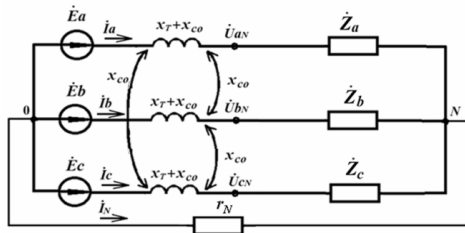


Рис. 2. Схема замещения трансформатора с СО

По полученным численным значениям параметров рассчитаем на модели внешние характеристики трансформаторов без симметрирования и с симметрированием в режиме двухфазной нагрузки, рис. 3.

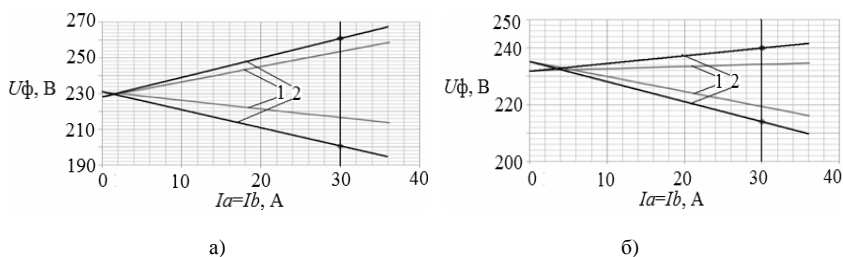


Рис. 3. Внешняя характеристика трансформатора без симметрирования (а) и с симметрированием (б) в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики ТМГ-25/10-У; 2 – по данным модели построенной в программном пакете MATLAB

Как показано выше, математическая модель ТСО относительно фазных переменных дает качественное совпадение с экспериментальными результатами, но в количественном отношении точность недостаточная. Объяснить это можно тем, что рассматриваются трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда-звезда с нулем», для которых в несимметричных режимах часть магнитного потока замыкается помимо магнитопровода через бак трансформатора.

Параметры схемы замещения, учитывающие наличие СО, могут быть определены, если использовать внешние характеристики трансформаторов, снятые для неполнофазных режимов их работы на индуктивную нагрузку.

Однако, для трансформаторов со схемой соединения обмоток «треугольник – звезда с нулем» они некорректны и дают недостоверный результат, что иллюстрируется на рис. 3. Объясняется это тем, что в данных трансформаторах в режимах с несимметричной нагрузкой части магнитного потока за пределами магнитопровода.

Поскольку этот поток обусловлен той частью фазных токов, которая идентифицируется как токи нулевой последовательности, то логично использовать математическое описание несимметричных режимов работы трансформаторов через симметричные последовательности токов и напряжений, вводя соответствующие параметры в схему замещения.

Свяжем сопротивление трансформатора относительно прямой, обратной и нулевой последовательностей с параметрами режима однофазной нагрузки. Как известно, в режиме однофазной нагрузки сопротивления для всех симметричных составляющих соединяются последовательно относительно точек несимметрии.

Проверкой достоверности служит опыт в режиме двухфазной индуктивной нагрузки трансформатора, когда без нагрузки работает фаза «а». По отношению к месту несимметрии схемы замещения отдельных последовательностей соединяются параллельно.

В соответствии с изложенным методом на примере трансформаторов мощностью 25 кВА со схемой соединения обмоток «звезда-звезда с нулем» построены их внешние характеристики в режиме двухфазной нагрузки, рис. 4.

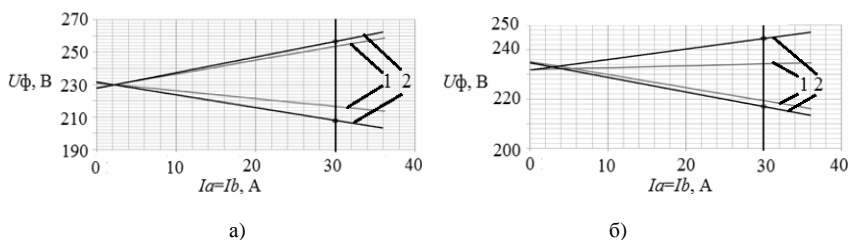


Рис. 4. Внешняя характеристика трансформатора без симметрирования (а) и с симметрированием (б) в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики трансформатора ТМГ-25/10-У; 2 – численный расчет неполнофазных режимов

Из рис. 4 можно сделать вывод, что результаты расчетов с использованием симметричных составляющих значительно близки по загруженной фазе к аппроксимированным значениям, построенным по данным завода изготовителя и в дальнейшем для оценки технической эффективности применения ТСО используем метод симметричных составляющих.

Режим несимметричной нагрузки классифицируется как двойная несимметрия. По известным параметрам трансформатора питающей сети в общем случае, когда нагрузка несимметрично распределена по фазам, режим работы электрической сети следует рассчитывать по полной системе уравнений:

$$[\Delta \dot{U}^{(1,2,0)}] = [\dot{Z}_n^{(1,2,0)}] * [I^{(1,2,0)}].$$

Особенность данной системы уравнений состоит в том, что в правой ее части, в отличие от левой части (матрица-столбец) присутствует суперпозиция напряжений всех последовательностей в каждой строке.

Библиографический список

1. Сайт компании ПРУП «Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова». URL: <http://www.metz.by> (дата обращения: 19.10.13).
2. Ахметшин А.Р. Улучшение показателей качества электроэнергии в распределительных сетях напряжением 0,4 – 10 кВ / Э.Ю. Абдуллазянов, С.Н. Зарипова, А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин // Энергетика Татарстана. – 2012. – № 1. – С. 3 – 7.

*С.В. Жуков, маг.; рук. В.Н. Караулов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ПУСКА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ С КОРОТКОЗАМКНУТЫМ РОТОРОМ В ANSYS MAXWELL ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМАХ ПИТАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

В настоящее время все большую популярность приобретают методики расчета моделей разнообразных технических устройств методом конечных элементов. Одними из наиболее функциональных сред для осуществления подобных расчетов являются пакеты программного комплекса ANSYS. Для осуществления полевых электромагнитных расчетов также имеется модуль данного комплекса – ANSYS Maxwell.

В статье рассматривается пример применения пакета ANSYS Maxwell для осуществления моделирования и расчета электромагнитного поля асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором методом конечных элементов, исследования пуска двигателя при различных формах питающего напряжения: симметричного трехфазного синусоидального и симметричного трехфазного прямоугольно-импульсного.

При создании модели асинхронного двигателя (АД) задаем:

- геометрию расчетной области модели,
- симметрию, т.е. число повторений данной расчетной области (в нашем случае 2);
- граничные условия;
- свойства используемых в двигателе материалов (в том числе данные о шихтовке магнитной цепи, заполнении пакета сталью, соотношении потерь в стали на гистерезис и вихревые токи).

Необходимо задать шаг сетки в различных элементах модели, чтобы более точно выполнить необходимые расчеты, и получить правильные результаты.

В модели указываются положение проводников в пазах и принадлежность их к каждой из трех фаз. Стержни ротора задаются как замкнутое короткое соединение, не подключенное к внешнему источнику питания. Указываются рассчитанные ранее параметры обмоток статора и ротора, указывается источник питания. В качестве последнего используется так называемая внешняя схема, в которой и выбирается необходимый источник, создается схема соединений обмоток статора. Таким образом, имеется возможность питать машину различными видами напряжения и исследовать процессы, происходящие в ней при этом.

Далее осуществляется сам расчет, в результате которого и будут получены необходимые зависимости, графики и картины полей. Результаты полевого электромагнитного расчета и картины полей двигателя в режи-

ме пуска при номинальной нагрузке с переходом в установившийся режим приведены ниже (рис. 1).

Из рис. 1 видно, что в момент пуска силовые линии поля статора практически не проникают в ротор и вытеснены в зазор. Ярко выражен поверхностный эффект в стержнях ротора, глубина которых составляет 28 мм. Магнитная цепь насыщена слабо. Индукция в стальных участках близка к нулю, а наибольшие значения имеет в зазоре.

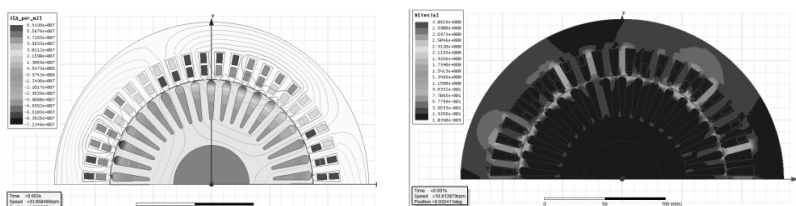


Рис. 1. Силовые линии и плотность тока в стержнях ротора в момент пуска

По мере разгона поверхностный эффект уменьшается. Плотность тока также уменьшается, и ток начинает протекать по большему сечению стержня. Магнитная цепь машины насыщается, индукция в стали начинает возрастать.

После разгона двигателя и выхода его на номинальную частоту вращения магнитная цепь становится насыщенной, силовые линии свободно проходят через ротор, токи в стержнях много меньше, чем в момент пуска. Поверхностный эффект не действует, и плотность тока равномерно распределена по сечению стержней.

Смоделируем пуск двигателя при питании от различных источников переменного напряжения и сопоставим полученные результаты.

Традиционно асинхронный двигатель питается от трехфазного синусоидального напряжения. Именно с учетом формы этого напряжения и построены методики проектирования. Однако в настоящее время в связи с развитием и широким распространением электронной и микропроцессорной техники, все чаще электрические двигатели питают от источников несинусоидального напряжения, например: широтно-импульсных преобразователей, тиристорных преобразователей напряжения, частотопреобразователей и т.д.

Поэтому имеет смысл проводить исследование с помощью моделирования и расчета методом конечных элементов процессов, происходящих в электрической машине при различных формах питающего напряжения. Ниже приведены две схемы симметричного питания асинхронного двигателя: от синусоидального трехфазного источника напряжения и от источника с напряжением прямоугольной импульсной формы (рис. 2).

Несинусоидальное напряжение вносит значительные изменения в работу машины. Ниже дан анализ влияния его на токи в фазах статора, ротора, момент и скорость вращения двигателя. Приведено сравнение с синусоидальным напряжением (рис. 3).

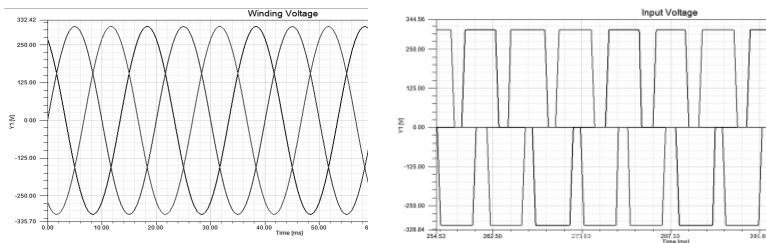


Рис. 2. Формы питающего напряжения при симметричном трехфазном синусоидальном и прямоугольно-импульсном питании модели ANSYS Maxwell

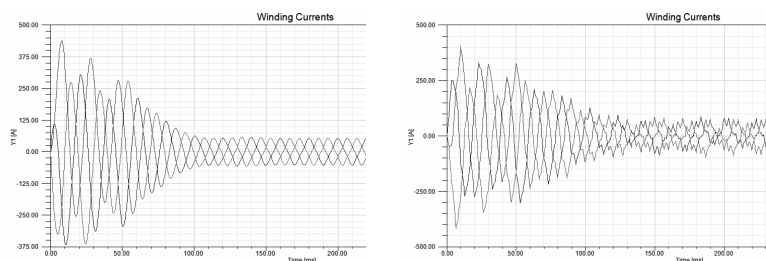


Рис. 3. Токи в фазах статора при синусоидальном и прямоугольно-импульсном питании модели ANSYS Maxwell

Из данных зависимостей видно, что при питании несинусоидальным напряжением в зазоре машины появляется большой спектр высших пространственных гармонических большой амплитуды, искажающих поле, в фазах наводятся ЭДС от этих гармоник и происходит искажение токов. Происходит отрицательное влияние на момент, развиваемый двигателем, так как высшие пространственные гармонические создают паразитные моменты, тормозящие ротор. Результирующий момент получается непостоянным во времени (рис. 4).

Частота вращения вала АД становится также неравномерной. На 40 миллисекунд дольше происходит выход двигателя на установившуюся частоту вращения. Возрастают потери от высших пространственных гармонических, снижается КПД и $\cos\phi$ двигателя. Снижается срок службы проводниковой изоляции обмотки статора.

Выводы. Сравнивая два варианта питающего напряжения, можно сказать, что при питании асинхронного двигателя несинусоидальным напряжением, ухудшаются пусковые, рабочие и энергетические показатели машины.

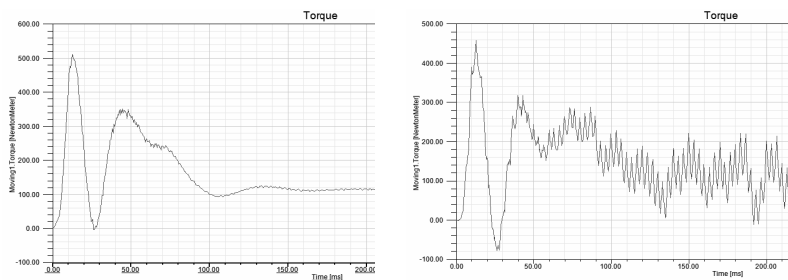


Рис. 4. Момент АД при синусоидальном и прямоугольно-импульсном питании модели ANSYS Maxwell

Дополнительные потери и непостоянный момент приводят к дополнительному перегреву и вибрациям, что снижает эксплуатационный срок службы машины. И чем сильнее отличается от синусоиды форма напряжения питания, тем сильнее влияние этих факторов на показатели двигателя.

Библиографический список

1. **Вебинары ANSYS** на русском языке. Электромеханика. Интернет-сайт. Режим доступа: <http://www.cae-club.ru/forumy/electromagnetizm/electromekhanika>.
2. **Автоматизация** инженерных расчетов. Интернет-ресурс. Режим доступа: <http://www.cadferm-cis.ru/products/ansys>.
3. **Копылов И.П.**, Клоков В.П., Морозкин Б.Ф. Проектирование электрических машин: учеб. для вузов. – В 2-х кн.: кн. 1/ И.П. Копылов, Б.К. Клоков, В.П. Морозкин [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 464 с.

*В.Е. Мяжков, студ. (ИГЭУ, г. Иваново),
Г.А. Шарафиева, студ. (УГАТУ, г. Уфа)*

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК

Одно из важнейших условий развития страны и повышения качества жизни населения – нормальное функционирование и развитие объектов топливно-энергетического комплекса с его сложно-разветвленной структурой добычи, производства, транспортировки и распределения ресурсов. При этом функционирование объектов ТЭКа, стабильность их работы и развития напрямую зависят от выполнения комплекса задач обеспечения

безопасности всех протекающих процессов – физических, инженерно-технических, правовых и информационных.

Развитие общества со всей неизбежностью поставило перед энергетической отраслью и перед государством в целом новые, непростые вызовы и задачи. Глобализация, активное использование новых технологий, сформировали новый вид угроз – угрозы безопасности информации и информационных технологий.

Последние годы ознаменовались ростом уровня террористической активности и киберугроз в отношении объектов топливно-энергетического комплекса. Кибератаки, а, в ряде случаев, настоящие кибервойны, несут реальную угрозу объектам энергетики.

Примером подобных активностей может служить ситуация с объектами ядерной энергетики Ирана, подвергшихся воздействию специализированных вирусов, оказавших существенное воздействие на ряд технологических процессов. 15 августа 2012 года Saudi Aramco, крупнейшая в мире компания по объему добываемой нефти, была подвергнута атаке хакеров. Киберпреступники вывели из строя 30 тысяч компьютеров компании, в результате чего корпорации пришлось отключить свою компьютерную сеть более чем на неделю.

В век высоких технологий основным инструментом передачи информации становится Интернет, который быстро развивается непосредственно в организациях и за их пределами. Кроме того, распространение ноутбуков, мобильных устройств, используемых сотрудниками компании, не гарантирует, что важные данные, как правило, распределенные по многим местам и доступные многим лицам, будут в полной сохранности.

Согласно отчету компании Cisco IQ11 Global Threat Report заражениям вредоносными программами через web больше всего подтверждены фармацевтические и энергетические компании (рис. 1).

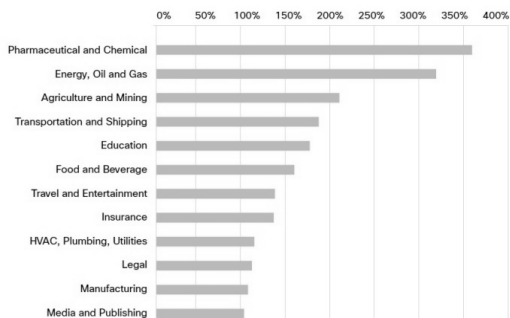


Рис. 1. Подтвержденность организаций различных отраслей заражениям вредоносными программами через web

Здесь за 100 % взят средний показатель по отраслям экономики, все, что выше 100 %, имеет высокий риск заражения вредоносными программами. Источник: Cisco IQ11 Global Threat Report).

При этом, по данным Лаборатории Касперского, наиболее высокому риску заражения в Интернете подвергаются организации, работающие на российском рынке (рис. 2).

По аналитическим данным последних лет, во всех отраслях экономики России наблюдается колоссальный рост количества инцидентов информационной безопасности, приводящих к нарушению, а порой и к остановке бизнес-процессов значительного числа компаний. В 2008 – 2011 годах количество киберпреступлений выросло в 2,5 раза (рис. 3), и прошлый год не изменил ситуацию.

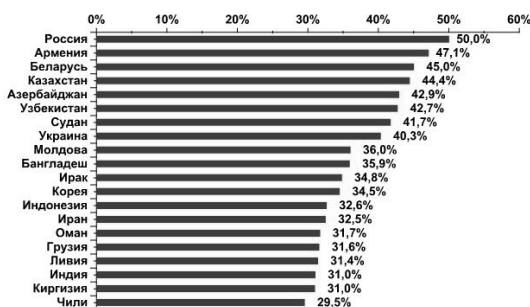


Рис. 2. Топ 20 стран, пользователи которых подвергаются наибольшему риску заражения в Интернете

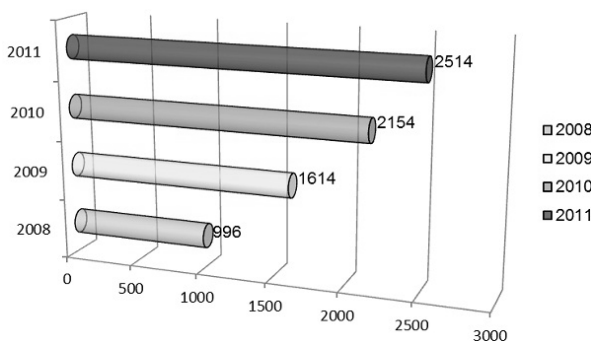


Рис. 3. Рост количества киберпреступлений в России в 2008 – 2011 годах

Принятие 21 июля 2011 года Федерального Закона № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» расширило состав нормативно-правовой базы и сформулировало требования по

защите информации отрасли. Данный правовой акт носит принципиальный характер, поскольку определяет в качестве предмета защиты «информацию и информационно-телекоммуникационные сети», а в ст. 11 формулируются требования к субъектам ТЭК о создании на объектах «...системы защиты информации и информационно-телекоммуникационных сетей от неправомерных доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования информации и иных неправомерных действий и обеспечивают функционирование таких систем...». Тем самым подчеркивается важность обеспечения защиты информации в общем комплексе мероприятий, связанных с безопасностью объектов ТЭК.

В настоящее время с развитием информационных технологий все автоматизированные системы на предприятиях ТЭК представляют собой сложные, модульные программные и аппаратные комплексы, призванные обеспечить удобство управления, учета, систематизации и хранения информации.

Система автоматизированного управления (САУ) в компании реализует хранение, обработку и передачу данных. На каждом из этих этапов целостность и конфиденциальность хранимой (передаваемой или обрабатываемой) информации подвергается угрозе.

На этапе хранения информации необходимо предусмотреть резервное копирование информации для защиты данных от возможных программных (аппаратных) сбоев. Даже если система снабжена гибким функционалом, реализующим разделения прав и полномочий пользователей для доступа к объектам, никогда не стоит исключать возможность повышения прав (привилегий) пользователя.

Поднятие прав (привилегий) пользователя в системе возможно за счет:

- использования уязвимостей программного кода (переполнение буфера);
- применения эксплойтов;
- обхода авторизации;
- недостаточной фильтрации переменных или параметров;
- использования XSS уязвимостей (для web приложений и интерфейсов).

Ошибка переполнения буфера довольно часто встречается в программных продуктах, именно она играет решающую роль при «захвате» серверов компаний. Интересным примером может послужить эксплойт, позволяющий получить доступ к почтовому серверу компании: Kerio MailServer 5.6.3 Remote Buffer Overflow Exploit¹, который в основе своего действия использует переполнение буфера с последующей передачей управления на шелл код.

Обход авторизации часто встречаемая ошибка в web формах. Реализуемая за счет за счет внедрения своего SQL кода (SQL injection) в логику работы запроса к базе данных при выполнении скрипта входа пользователя в систему.

Обработка информации также сопровождается выборкой данных и последующей ее интерпретацией на данном этапе возможно использование ошибок:

- разыменовывания указателей;
- переопределение значения переменных;
- атака на формат строки;

Так или иначе, но именно модульность этих продуктов является основной причиной их уязвимости в виду необходимости обеспечения взаимодействия между отдельными составляющими программного кода.

При передаче информации также возможны утечки данных:

- Использование сниферов (программ позволяющих осуществлять фильтрацию и последующую запись трафика с целью вычленения потенциально полезной информации);
- IP-спуфинг. Заключается в замене адреса отправителя, являющегося одним из полей IP-заголовка, на любой другой адрес.

К отдельной категории угроз можно отнести DDOS атаки на веб сервисы компании или так называемые «атаки на отказ в обслуживании». DDOS атака заключается в посыле огромного количества запросов к системе с целью затруднить доступ к ресурсам ввиду сильной нагрузки на систему из-за обработки большого количества запросов.

Последствия атаки 10 ноября 2012 на американскую компанию Go Daddy были очень разрушительны: пострадал не только сам домен компании, но и более 33 миллионов доменов в сети Интернет, которые были зарегистрированы Go Daddy.

В настоящее время активно используются ботнеты. Ботнеты (рис. 4) представляют собой сети компьютеров на которых выполняется программа обращающаяся с n-й периодичностью к командному серверу за получением новых целей для посылы огромного количества запросов.

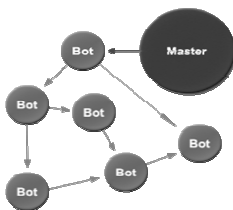


Рис. 4. Схема организации децентрализованного ботнета

Таким образом, перед руководством организаций ТЭКа стоит ряд глобальных задач обеспечения информационной безопасности на предприятии:

1. защита персональных данных – всесторонний анализ существующих организационных и технических мер обеспечения безопасности

персональных данных, внедрение средств защиты информации в рамках системы защиты персональных данных;

2. защита от утечек конфиденциальной информации – построение системы защиты от инсайдеров, обеспечивающая контроль над распространением конфиденциальной информацией за пределы организации по всем доступным каналам;

3. защита от внешних киберугроз – внедрение механизмов и технических средств (firewall, антиспам-фильтров, антивирусов, систем предотвращения от вторжения и др.) для минимизации возможных последствий от внешних атак на информационную структуру организации;

4. защита АСУ ТП – внедрение процедурных, организационных и технических мер, направленных на повышение уровня защищенности автоматизированных систем и необходимых для снижения, предотвращения возможного ущерба при атаках и минимизации времени, которое необходимо оператору АСУ ТП для выявления, реагирования и устранения причиненного ущерба;

5. выполнение требований законодательства и отраслевых документов, регламентирующих вопросы обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса.

Для обеспечения стабильной работы компании ТЭК необходимо использование проверенного программного обеспечения. Наилучшим вариантом будет выбор в сторону коммерческого продукта, т.к. его исходники не доступны, что затрудняет поиск и выделение уязвимостей. На всех этапах хранения и передачи данных необходимо использование систем криптографической защиты и шифрования, что затруднит и замедлит распространение информации в случае ее утечки.

В качестве мер по предотвращению утечек информации можно выделить:

- организация работы с персоналом;
- организация внутриобъектового и пропускного режимов и охраны;
- организация работы с носителями сведений;
- комплексное планирование мероприятий по защите информации;
- организация аналитической работы и контроля.

Для защиты web сервисов компании необходимо:

- обязательная фильтрация всех входящих параметров;
- использование параметризованных запросов;
- применение функций экранирования опасных символов.

Эффективными решениями для снижения ущерба от DDOS атак являются:

- создание распределенной сети обмена данными;
- оптимизация сервисов путем выставления параметров обеспечивающих максимальную производительность системы;

- организация эффективного роутинга пакетов по внутренней сети;
- дублирование систем обслуживания пользователей;
- перенаправление трафика.

На всех этапах существования предприятия ТЭК необходимо осуществлять мониторинг и своевременное обновление все программных компонентов системы, для предотвращения использования найденных и опубликованных уязвимостей.

Приведенный перечень организационных методов не является исчерпывающим и может быть дополнен иными методами.

Библиографический список

1. <http://www.exploit-db.com/exploits/46/>.
2. <http://www.leta.ru/>.
3. <http://www.securelist.com/>.
4. <http://ru.wikipedia.org>.
5. www.securitylab.ru.
6. <http://x8c.ru>.

*А.Я. Сорокина, А.Ю. Будаева, магистры;
рук. А.Б. Ларин, к.т.н., доц.; Н.А. Еремина, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОБУЧАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ «МЕМБРАННЫЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ВОДЫ НА ТЭС И АЭС»

В настоящее время отечественная энергетика переживает период реформирования. Наряду с вводом новых энергоблоков проводится восстановление и техническое совершенствование давно действующих агрегатов электростанций. При этом водоподготовительные установки, в большинстве своем работавшие ранее по технологии химического и термического обессоливания, требуют полной или частичной замены.

В последние годы на ТЭС начинает внедряться обратноосмотическое обессоливание воды как первая ступень обессоливания в сочетании с финишным дообессоливанием на ионообменных фильтрах.

Суть обратноосмотической технологии обессоливания воды заключается в продавливании воды через полупроницаемые мембраны, имеющие размеры пор, сопоставимые с размерами ионов и молекул. При этом вода проходит через поры, а растворенные в ней соли, а также коллоидные минеральные и органические соединения задерживаются мембранами. К настоящему времени эта технология подготовки воды для паровых котлов внедрена на ряде электростанций и при определенных условиях

является реальной альтернативой традиционным ионообменным и термическим технологиям благодаря следующим своим достоинствам: отсутствие применения большого количества реагентов; низкая засоленность стоков; отсутствие многочисленного эксплуатационного и ремонтного персонала; высокая степень поставочной готовности; небольшие производственные площади; полная автоматизация установки.

Эти достоинства улучшают экологические и могут повысить технико-экономические показатели ТЭС.

Предметом особых дискуссий становится экономический аспект применения таких установок. Несмотря на их высокую стоимость, такие установки становятся все более конкурентоспособными по сравнению с традиционными методами обессоливания благодаря постоянному совершенствованию материалов, из которых изготавливаются мембраны, и режимов работы самих установок.

Кроме того, задача сокращения эксплуатационных расходов на водоподготовку осложняется из-за таких тенденций как:

- рост тарифов на водопользование и электроэнергию;
- непрерывное ухудшение качественных показателей воды (например, рост поверхностно-активных веществ и солености), в источниках пригодных для промышленного использования;
- ужесточение нормативов по количественным и качественным показателям для сбрасываемых стоков;
- повышение требований к качеству обработанной воды, используемой в технологическом цикле;
- удорожание реагентов.

Все перечисленное заставляет пересмотреть традиционные взгляды на методы получения обессоленной воды и искать перспективные решения с учетом реальных условий и требований потребителя.

В задачу данной работы входит:

- разработка и расчет технологических схем водоподготовки на ТЭС при разном качестве исходной (природной) воды и производительности установки;
- исследование мембранных технологий в лабораторных условиях и определение технологических характеристик и затрат реагентов;
- создание автоматизированной обучающей системы (АОС) для подготовки студентов специальности «Технология воды и топлива на ТЭС и АЭС» к работе на мембранных установках водоподготовки.

Имеющийся опыт эксплуатации УОО свидетельствует о том, что основным фактором, от которого зависит работа мембран, является соблюдение норм качества воды, подаваемой на обработку. Анализ требований, предъявленных производителями к питательной воде, идущей на УОО, показывает, что нет ограничений на концентрации солей, содержащихся в поверхностных водоисточниках, на рН обрабатываемой воды, т.е. возможна работа

в широком диапазоне показателя рН. Ограничивается лишь содержание тех веществ, которые могут привести к отравлению или забиванию мембран.

Технологический расчет УОО в настоящее время производится по компьютерным программам, представляемым поставщиками обратноосмотических элементов. Программы позволяют достаточно точно определить покомпонентный состав фильтрата и концентрата, рабочее давление, количество ступеней обработки, долю сбрасываемого концентрата и ряд других характеристик процесса. При выполнении проектного расчета с помощью компьютерной программы задачей конструктора является выбор типа мембранного элемента и соответственно расчетной программы, выполнение в диалоговом режиме технологического расчета, определение компоновочных решений обратноосмотической установки исходя из габаритных размеров располагаемых производственных помещений и удобства обслуживания, разработка решений по автоматизации и химконтролю, расчет и выбор комплектуемого оборудования. Следует отметить, что любой теоретический расчет может не вполне соответствовать практическим результатам, полученным при эксплуатации установки.

Так как в настоящее время на ТЭС все чаще начинают внедряться мембранные технологии очистки воды и появляется необходимость в повышении уровня знаний студентов в данной области, на кафедре ХХТЭ ИГЭУ разработана методика расчета мембранных установок [1] и смонтирован лабораторный стенд «Установка обратного осмоса» (рис. 1).

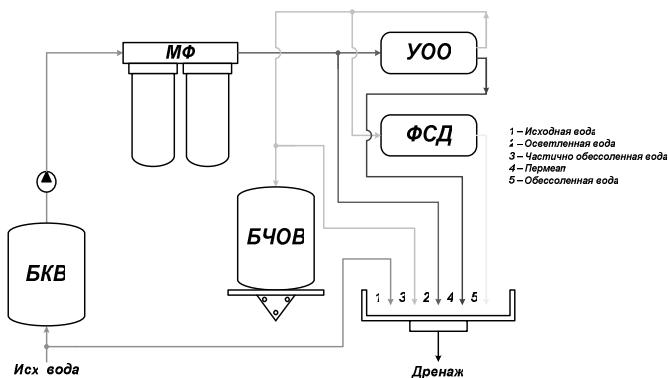


Рис. 1. Принципиальная схема лабораторного стенда УОО

Так же ведется разработка «Автоматической обучающей системы «Мембранные методы очистки воды».

Основной целью данной части работы является повышение эффективности обучения и подготовка студентов специальности «Технология воды и топлива на ТЭС и АЭС» средствами разработанного мультиме-

дийного гипертекстового учебника (далее АОС) позволяющего изучить эксплуатационные режимы работы и дальнейшее обслуживание мембранных установок. Экранные формы АОС представлены на рис. 2.

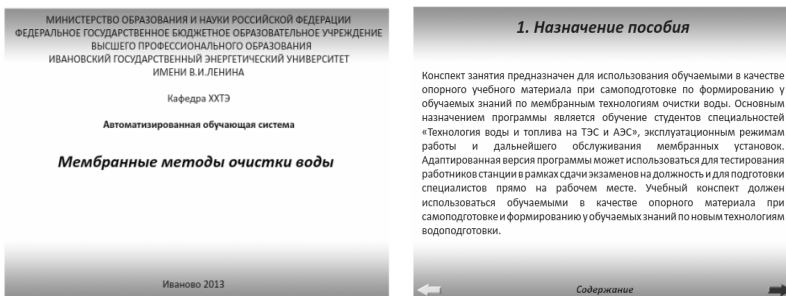


Рис. 2. Экранные формы АОС

АОС должен использоваться обучаемыми в качестве опорного материала при самоподготовке и формировать знания по мембранным технологиям очистки воды на ТЭС.

Программа создается для обучения студентов и оценки знаний после изучения материала.

В объем разработки входят следующие разделы: разработка электронного учебника с тестирующей частью и разработка лабораторных работ, позволяющая изучить процессы, происходящие в мембранных установках.

АОС будет состоять из трех частей: информационной, тестирующей и экспериментальной.

Информационная часть включает следующие разделы: описание оборудования, характеристика и назначение предочистки и мембранных установок.

Тестирующая часть АОС предназначена для контроля степени усвоения знаний студентом. По окончании изучения студентом материала, ему предлагается тест, который содержит некоторое количество вопросов различных видов.

Экспериментальная часть включает лабораторные работы, состоящие из информационной и практической частей. В них рассматриваются основные режимы работы предочистки и мембранных установок. Лабораторные работы выполнены с помощью программ Adobe Flash Professional CS5.

Таким образом, решается задача комплексного освоения новой технологии водоподготовки для энергоблоков ТЭС и АЭС.

Библиографический список

1. Юрчевский Е.Б., Ларин А.Б. Расчет технологических схем обессоливания воды на ТЭС с установками обратного осмоса: учеб. пособие / ИГЭУ. – Иваново, 2011. – 84 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Вступительная статья проректора по научной работе ИГЭУ В.В. Тютикова	3
<i>В.А. Савельев; А.В. Макаров</i> Перспективы инновационного развития энергетики России . .	4
<i>В.И. Колибаба, С.В. Колибаба</i> АНАЛИЗ Перспектив внедрения новой модели рынка мощности в Российской Федерации	9
<i>О.Г. Трухина</i> Коммерциализация результатов интеллектуальной деятельности	16
<i>К.А. Валатин; рук. О.Е. Иванова</i> Коммерциализация научно-технических идей в энергетике	19
<i>Д.Н. Карпухин; рук. В.И. Колибаба</i> Проблемы и перспективы перехода на систему ремонта энергооборудования по техническому состоянию	21
<i>В.А. Смирнова; рук. О.Е. Иванова</i> Коммерциализация инноваций в энергетике	24
<i>Ю.Н. Громова; рук. А.Ю. Костерин</i> Внедрение систем энергоменеджмента	28
<i>Ю.В. Малинская; рук. В.И. Колибаба</i> Пути повышения эффективности технического обслуживания и ремонта оборудования энергопредприятий	30
<i>Е.В. Шибнева; рук. В.И. Колибаба</i> Проблема компенсации износа энергетического оборудования	33
<i>М.В. Цветкова; рук. Е.С. Старовский</i> Повышение энергоэффективности в сфере ЖКХ . .	37
<i>П.С. Хазов; рук. А.Е. Зарянкин, Е.Ю. Григорьев</i> Кольцевые диффузоры с низким уровнем вибрации и высоким аэродинамическим совершенством для выхлопных патрубков газотурбинных установок	40
<i>А.С. Кремлев; рук. Л.Д. Яблоков</i> Паровые турбины малой мощности для перевода котельных в мини-ТЭЦ	43
<i>Е.О. Коробова; Г.Г. Орлов</i> Топливные элементы как способ прохождения пиковых электрических нагрузок на ТЭС и ВЭС	44
<i>А.Ф. Тарасова, А.Е. Иванова; рук. А.Г. Ильченко</i> Реакторы малой мощности – инновационный путь развития	48
<i>А.Р. Крылов, Н.А. Хан; рук. С.Г. Андрианов; А.Г. Ильченко</i> Получение пиковой мощности на АЭС с ВВЭР при использовании парогазовых теплообменников для промежуточного перегрева пара	53
<i>М.А. Вольман; рук. В.К. Семенов</i> Математическое моделирование теплофизических процессов в системе реактор-парогенератор энергоблока с реактором ВВЭР-1000 . . .	55
<i>А.В. Хурция; рук. А.Г. Ильченко</i> Обоснование повышения эксплуатационной мощности серийных реакторов ВВЭР-1000 до 110 % от номинальной и анализ возможности осуществления данного режима	59
<i>С.Н. Макаров, К.Г. Плужан, П.А. Суркова; рук. В.К. Семенов</i> Моделирование нейтронного поля и нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора ВВЭР-1000 методом Монте-Карло	63
<i>А.С. Орлов; рук. Г.Г. Орлов</i> Оптимизация оборотов и характеристик приводных конденсационных турбин	66
<i>Е.А. Горбунова; рук. В.А. Горбунов</i> Исследование различных способов учета теплофизических свойств в зависимости от температуры для решения задач нагрева пластины с граничными условиями второго рода	71
<i>Ю.С. Колосова; рук. А.В. Голубев</i> Разработка математической и имитационной моделей ГТУ-110 для тренажера блока ПГУ-325	72
<i>М.В. Лопатина, М.С. Цветкова; Е.Н. Гнездов, О.Б. Колибаба</i> Теплотехнологическое обследование и составление теплового баланса туннельной печи для обжига керамических изделий	76
<i>Е.С. Румянцев, А.А. Дьяконов, Д.А. Лапатева; рук. В.М. Захаров, Н.Н. Смирнов</i> Снижение энергозатрат при применении окон с экранами и дежурного режима отопления	79

<i>В.В. Галчинская, М.Н. Мечтаева; рук. Ю.С. Солнышкова</i> Определение коэффициента теплоотдачи при естественной конвекции воздуха методом регулярного режима	81
<i>К.С. Горячевский; рук. М.Г. Попов</i> Ранняя диагностика однофазных коротких замыканий в кабельных высоковольтных сетях	82
<i>Т.Е. Шадриков; рук. В.Ф. Воробьев</i> Исследования формы выходного напряжения схемы умножения в реализации компактного высоковольтного диагностического устройства испытания кабельных линий с различной изоляцией	84
<i>А.П. Плотников; рук. В.О. Белько</i> Совершенствование удельных характеристик высоковольтных конденсаторов для увеличения эффективности электроэнергетических систем	88
<i>Т.Ю. Винокурова; рук. В.А. Шуин</i> Высшие гармоники в сетях 6 – 10 кВ и их использование в защитах от однофазных замыканий на землю	91
<i>Р.Ф. Галиев; рук. А.М. Маклецов</i> Снижение потерь электроэнергии путем регулирования фазы напряжения в сетях с двусторонним питанием	95
<i>Е.С. Зайцев; рук. В.Д. Лебедев</i> Расчет электрических параметров высоковольтных кабелей с учетом поверхностного эффекта для определения их пропускной способности в режиме реального времени	97
<i>А.А. Кувакин; рук. А.Н. Садовников</i> Реле томограф на основе платы вывода информации ISA LAB PC 1200 для терминала защит Seram 1000+ T20 фирмы Schneider-Electric	102
<i>А.А. Сапунова; рук. В.Н. Тульский</i> Определение условий возникновения резонансов линий электропередачи и трансформаторов на высших гармониках в сетях 110 – 750 кВ	105
<i>А.Д. Муталов; М.О. Скрипачев; рук. А.С. Ведерников</i> Работа измерительного органа устройства контроля изоляции щитов постоянного оперативного тока станций	109
<i>А.М. Сулейманов, А.А. Казанцев; рук. Л.М. Инаходова</i> Обеспечение электромагнитной совместимости в мини-ТЭЦ	113
<i>Ф.Е. Нестерихин, А.А. Яблоков</i> Перспективы использования цифровых трансформаторов тока в энергетике	115
<i>Е.Р. Уканеева; рук. В.К. Козлов</i> Использование беспилотных летательных аппаратов для диагностики и мониторинга ВЛЭП	117
<i>Е.Р. Уканеева; рук. В.К. Козлов</i> Блок питания на основе трансформатора тока	121
<i>А.Р. Юсутов; рук. Е.И. Грачева</i> Влияние загрузки силовых трансформаторов на потребляемую реактивную мощность	122
<i>Г.А. Филатова; рук. В.А. Шуин</i> Исследование работы кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности в переходных режимах замыкания на землю	124
<i>А.М. Хохлов, О.В. Бахмисов; рук. О.Н. Кузнецов</i> Совершенствование и развитие электродинамической модели МЭИ системы возбуждения модельных синхронных генераторов	128
<i>М.А. Силаев, Д.С. Бочаров; рук. В.Н. Тульский</i> Разработка способов измерения переменяющейся несимметрии напряжения	132
<i>С.Г. Романов; рук. А.И. Тихонов</i> Разработка подсистемы оптимизации силовых трансформаторов	135
<i>А.Ф. Мухаметзянова; рук. Е.И. Грачева</i> Минимум потерь и максимум КПД в трансформаторах	140
<i>Д.Ю. Морозова; рук. М.С. Сайкин</i> Разработка датчиков угла наклона с магнитной наножидкостью	143
<i>О.В. Демиденко; рук. М.С. Сайкин</i> Исследование магнитожидкостных герметизаторов газовых сред	144
<i>И.А. Балагуров; рук. Ю.Б. Казаков</i> Проектирование торцевого вентильного двигателя для смесителя сыпучих материалов	147
<i>А.Р. Ахметшин; рук. А.И. Федотов</i> Определение параметров симметрирующих трансформаторов типа ТМГСУ	150

<i>С.В. Жуков; рук. В.Н. Караулов</i> Исследование пуска асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором в ANSYS Maxwell при различных формах питающего напряжения . . .	154
<i>В.Е. Мягков, Г.А. Шарафиева</i> Актуальные вопросы информационной безопасности предприятий ТЭК	157
<i>А.Я. Сорокина, А.Ю. Будаева; рук. А.Б. Ларин; Н.А. Еремينا</i> Разработка автоматизированной обучающей системы «Мембранные методы очистки воды на ТЭС и АЭС»	163

КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ИДЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

**Всероссийская школа-семинар
студентов, аспирантов и молодых ученых**

МЦ «Решма», 4 – 6 декабря 2013 года

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ

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

Ответственный за выпуск Макаров А.В.
Компьютерная верстка – Фомичева А.В.

Подписано в печать 14.11.2014. Формат 60x84 ¹/₁₆ .
Печать плоская. Усл. печ. л. 9,88. Уч.-изд. л. 10,9.

Тираж 100 экз. Заказ № .

ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный
энергетический университет имени В.И. Ленина».

Отпечатано в УИУНЛ ИГЭУ
153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34.