

Министерство образования и науки Российской Федерации

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»

НПО «Санкт-Петербургская электротехническая компания»

V ЮБИЛЕЙНАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

80-летию ИГЭУ посвящается

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ
1 – 2 ноября 2010 г.**

*Под редакцией профессора, доктора технических наук
А.В. Мошкарина*



Иваново

2010

УДК 621.311.621.438

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ // V Всерос. науч.-практ. конф.: 1–2 нояб. 2010 г. Материалы конференции. / Под ред. А.В. Мошкарина. – Иваново: ГОУ ВПО Ивановский государ. энергетический университет, 2010. – 376 с.

В материалах конференции отражены доклады, представленные специалистами ведущих исследовательских организаций, тепловых электростанций, энергетических систем и университетских центров по результатам их исследований в области тепло- и электроэнергетики. Тематика материалов охватывает широкий круг тепло- и электротехнических вопросов, связанных с инновациями в производстве, распределении и потреблении тепловой и электрической энергии, на тепловых электрических станциях, в водоподготовке и водных режимах ТЭС, в системах автоматизации и контроля, а также в разработке программных средств подготовки оперативного персонала.

Редакционный совет

Мошкарин А.В. (д.т.н., проф., председатель), Ларин Б.М. (д.т.н., проф.), Демин А.М. (к.т.н., доц.), Созинов В.П. (д.т.н., проф.), Мурзин А.Ю. (к.т.н., доц.), Козюлина Е.В. (к.т.н., доц.), Ключина С.В. (нач. УИУНЛ).

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

Секция «Электроэнергетика и электротехника»

Председатель секции: к.т.н., доц. Сорокин А.Ф.

Зам. председателя: к.т.н., доц. Сайкин М.С.

*В.В. Максимов, начальник Службы оперативно технологического управления, В.М. Максимов, к.т.н., эксперт
(филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра, г. Москва)*

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Подстанция, как объект субъекта электроэнергетики (ОАО «ФСК ЕЭС») является комплексом, объединяющим оборудование, устройства и связывающие их элементы и осуществляющим прием, преобразование и распределение электрической энергии. На подстанции должна быть обеспечена согласованная работа оборудования, устройств, систем ее «жизнеобеспечения» и сохранение экологии окружающей среды в зоне действия и влияния в соответствии с установленными правилами и нормами.

На подстанции должны создаваться [1] инженерные системы: АСУ ТП, связи, учета количества и контроля качества передаваемой электрической энергии и другие, обеспечивающие выполнение требований нормативных документов, системы видеонаблюдения и безопасности согласно действующим нормам и требованиям Заказчика строительства, в том числе системы:

- видеонаблюдения за территорией подстанции, состоянием основного оборудования, за переключениями и производством ремонтных (аварийно - восстановительных) работ;
- охранной сигнализации с обеспечением санкционированного доступа на территорию подстанции;
- пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения;
- безопасности при переключениях, появлении предельно допустимых концентраций (ПДК) опасных газов (элегаз и его оксиды, окиси углерода и т.п.) и радиации;
- защиты объекта и обслуживающего персонала от вандализма;
- обеспечения сейсмостойкости основного оборудования, основных сооружений и устройств управления;

- релаксации обслуживающего персонала.

Отличительными особенностями построенных подстанций нового поколения, находящихся в техническом обслуживании МЭС Центра, являются:

- использование элегазовых и вакуумных выключателей, выключателей выкатного исполнения классов напряжения 35 кВ и выше, разъединителей и опорных колонок с полимерными опорно-стержневыми изоляторами, пантографных и полупантографных разъединителей, КРУЭ, аппаратов и элементов в ОРУ, содержащих в общем корпусе, заполненном элегазом, модули: выключатель, разъединители и заземляющие ножи, жесткие сборные шины и ошиновки, микропроцессорные устройства РЗА и ПА;

- применение новых видов оборудования для компенсации реактивной мощности, защиты от перенапряжений и измерений;

- применение новых схем, компоновок и изоляционных конструкций;

- наличие в здании ОПУ подстанции автоматизированного рабочего места оперативного персонала, позволяющего: дистанционно (с экрана компьютера) осуществлять управление коммутационными аппаратами; пользоваться выводимыми на экран компьютера схемой электрических соединений подстанции и параметрами электрического тока, режима работы оборудования, а также считывать с экрана поступающие сигналы.

Оборудование и устройства дистанционного управления коммутационными аппаратами позволяют без ущерба для безопасности оперативного персонала и сохранности оборудования отказаться (заменить) при производстве переключений от ряда операций и действий, являющихся обязательными для подстанций, выполненных в традиционном исполнении.

Применение требований действующих правил ПОТ РМ-016-2001 к КРУЭ приводит с необходимости решения следующих основных вопросов:

- создание видимого разрыва;
- вывешивание плакатов;
- проверка отсутствия напряжения;
- совмещение отключения разъединителей и включение заземляющих ножей.

В связи с этим ОАО «ФСК ЕЭС» подготовило предложения по изменению требований правил в части разделов и пунктов: раздел «Термины», пункты: 3.1.1, 3.1.2, 3.1.4, 3.2.1, 3.3.1, 3.3.7, 3.4.1, 3.7.1.

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» и филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра в области применения основного оборудования на объектах компании

Приняты следующие решения в части применения оборудования и устройств при новом строительстве, реконструкции и расширении подстанций, а также при их замене:

- ***силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ), средства компенсации реактивной мощности, токоограничивающие и компенсационные реакторы:***

- АТ с автоматическим регулированием напряжения (с РПН – ресурс не менее 70000 переключений), ШР с регулированием реактивной мощности (управляемые) и неуправляемые, оснащенные вводами с твердой изоляцией для всех классов напряжения или герметичными маслonaполненными вводами на напряжение 330-750 кВ, обладающие необходимой динамической стойкостью и низкими потерями, оснащенные системами мониторинга, диагностики, пожаротушения и не требующие подпрессовки обмоток и ремонта в течение расчетного срока службы;

- конденсаторные батареи регулируемые и нерегулируемые с экологически безопасным (в течение всего срока службы) диэлектриком, а также сухие конденсаторы для фильтровых, шунтовых батарей (БСК) и устройств продольной компенсации (УПК);

- статические компенсаторы (СТК и СТАТКОМЫ).

- синхронные и асинхронизированные компенсаторы наружной установки с воздушным охлаждением;

- сухие токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией на классы напряжения 6-35 кВ для установки в нейтрали силовых трансформаторов и на присоединениях отходящих линий;

- компенсационные реакторы класса напряжения 35 кВ для установки в нейтрали шунтирующих реакторов (ШР) классов напряжения 500 и 750 кВ;

- ***коммутационные аппараты:***

- элегазовые выключатели 110-750 кВ колонковые и баковые (с встроенными трансформаторами тока) и преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов, устанавливаемых в цепи ШР;

- вакуумные выключатели (в отдельных случаях - элегазовые) – в распределительных устройствах классов напряжения 6-35 кВ;

- разъединители с высокопрочными фарфоровыми (полимерными) опорными изоляторами, не требующие ремонта в течение расчетного срока службы, пантографного, полупантографного и горизонтально - поворотного типов на напряжение 330-750 кВ, оснащенные, в т.ч. заземляющие ножи, электродвигательными приводами;

- **измерительные трансформаторы:**

- элегазовые, маслонаполненные и оптоэлектронные цифровые трансформаторы тока 110 кВ и выше с классом точности обмоток измерения для АИИС КУЭ ЕНЭС 0,2S или 0,2;

- емкостные трансформаторы напряжения с обмотками измерения для АИИС КУЭ класса точности 0,2;

- электромагнитные антирезонансные трансформаторы напряжения (при соответствующем проектном обосновании) для установки на объектах, на которых планируется расширение или реконструкция;

- комбинированные трансформаторы тока и напряжения для компактизации ячеек ВЛ 330-750 кВ на подстанциях;

- **компактные комплектные распределительные устройства и токопроводы:**

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) классов напряжения 110 - 500 кВ;

- кабели 110 – 500 кВ с изоляцией, как правило, из сшитого полиэтилена;

- элегазовые токопроводы классов напряжения 110-500 кВ (при проектном обосновании);

- жесткая ошиновка ОРУ 110 - 500 кВ блочной заводской комплектации;

- комплектные ячейки повышенной заводской готовности - элементы ОРУ 110 и 220 кВ, а также комбинированные элегазовые аппараты (при проектном обосновании);

- **ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН):**

- подстанционные взрывобезопасные с требуемыми энергоемкостями и защитными уровнями для всех классов напряжений;

- линейные (для ВЛ) взрывобезопасные с требуемыми энергоемкостями и защитными уровнями.

Ограничения по применению оборудования и технологии в электрических сетях компании

Запрещается применять:

- силовые трансформаторы и реакторы с расчетным сроком службы менее 30 лет;
- трансформаторы тока с классом точности обмотки измерения для АИИС КУЭ более 0,2 и более 0,5 для АСУ ТП;
- трансформаторы напряжения с классом точности обмотки измерения для АИИС КУЭ более 0,2 и более 0,5 для АСУ ТП;
- засыпку гравием маслоприемников трансформаторов с устройством преграждения распространения огня;
- схемы электроснабжения без автоматического включения резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом;
- маломасляные выключатели.

Диагностика и мониторинг оборудования:

- внедрение прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- внедрение единых (интегрированных в АСУ ТП) информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о состоянии оборудования;
- диагностика состояния оборудования и мониторинг преимущественно без его отключения;
- применение оборудования встроенными элементами мониторинга и диагностики по рабочим напряжениям;
- оснащение находящихся в эксплуатации воздушных выключателей 330 кВ и выше, системами мониторинга диагностики под рабочим напряжением в рамках целевой программы;
- внедрение средств мониторинга основных и резервных источников питания собственных нужд подстанции;
- внедрение средств диагностики аккумуляторных батарей.

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» и филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра в области применения устройств релейной защиты и автоматики на объектах компании

Признано целесообразным:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем (отдельных устройств) РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям.

Техническая политика в области автоматизации подстанций

Применение интегрированных АСУ ТП на основе микропроцессорных устройств и развитой информационно - вычислительной инфраструктуры.

Опыт эксплуатации оборудования

1. Оборудование отечественного производства и стран СНГ.

Проблемными в эксплуатации остаются трансформаторы тока классов напряжения 500 и 750 кВ критичные к высоким температурам окружающей среды, емкостные трансформаторы напряжения этих же классов напряжения (изменение коэффициента деления напряжения), элегазовые выключатели 500 кВ (недостаточная надежность приводов), отдельные типы высоковольтных вводов.

В связи с внедрением в производство передовых технологий, новых материалов, новых методов испытаний и диагностики, а также комплектации отдельными элементами, поставляемыми известными иностранными фирмами, потребительское качество основного отечественного оборудования существенно улучшилось.

Большую положительную роль в улучшении качества оборудования играет созданная еще в Минэнерго и ОАО «РАО ЕЭС России» система организации разработки и аттестации оборудования, также тендеров на его поставку в электроэнергетику.

2. Оборудование, поставленное иносфирмами.

В последнее пятилетие резко увеличились поставки в электроэнергетику, в т.ч. значительной части в электрические сети, входящие в зону технического обслуживания филиал ОАО «ФСК ЕЭС - МЭС Центра, оборудования и комплексов известных фирм (АББ, Сименс, Альстом и др.).

При закупке и эксплуатации этого оборудования следует учитывать, что в отдельных случаях поставщики (производители) используют наши энергообъекты (подстанции) в качестве полигонов для испытания и, соответственно, совершенствования своего оборудования.

В качестве примера можно привести опыт эксплуатации элегазового модуля «ПАСС» - элемента распределительного устройства 110 кВ на ПС 500 кВ «Радуга».

В эксплуатации имеют место замечания по работе емкостных трансформаторов напряжения (утечка жидкого диэлектрика из конденсаторов емкостного делителя напряжения), по работе разъединителей в элегазовых КРУЭ 500 кВ (ПС 500 кВ Новокаширская) внутренней установки.

Общие замечания и предложения разработчикам отечественного электротехнического оборудования и проектирующим организациям

Действующие нормы (стандарты) в России на испытательные напряжения электротехнического оборудования адаптированы к требованиям норм Международной электротехнической комиссии (МЭК). Однако зарубежные фирмы придерживаются правила закладывать повышенные запасы в оборудование, в частности в уровень изоляции.

Это позволяет им гарантировать надежную работу оборудования, а также, при необходимости, удовлетворять специфические требования нового заказчика без решения задачи разработки нового оборудования.

При проектировании за рубежом объектов электроэнергетики и присоединении их к действующим электрическим сетям учитываются так называемые «входные параметры сети» в точке его присоединения, что не принято реализовывать в необходимом объеме в отечественной практике.

Ограничители перенапряжения (ОПН) не являются полной альтернативой традиционным вентильным разрядникам. Данный факт известен их разработчикам и подтвержден, в частности, возникшим технологическим нарушением на одной из ВЛ 750 кВ с подключенным к ВЛ шунтирующим реактором и специальными испытаниями.

Упомянутые антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения не являются абсолютно антирезонансными. Изменяется только значение резонансной частоты и последствия этого явления (уровень опасности). Данный вывод основан физическом представлении явления и на испытаниях, выполненных ранее на ПС 500 кВ «Бескудниково».

При проектировании объектов электроэнергетики, как правило, не учитывается возможность возникновения неполнофазных режимов работы оборудования в электрической сети, а также специфические технологические нарушения в работе, например, разгерметизация элегазового

выключателя, расположенного в открытом распределительном устройстве (ОРУ) подстанции.

**Совместимость сторон в системе «человек – машина»
в технологическом процессе объекта электроэнергетики,
обслуживаемого оперативно–технологическим персоналом**

Способ оперативно - технологического управления определяется на основании обоснования и по согласованию с Заказчиком строительства подстанции.

Принципы оперативно-технологического управления в филиалах (МЭС) ОАО «ФСК ЕЭС» построены на иерархии управления нижестоящего уровня вышестоящим уровнем с четким распределением оборудования по уровням оперативной подчиненности и выстроенной системой подготовки и обучения персонала.

Основные задачи оперативно - технологического управления определены исходя из критерия разделения функций, выполняемых оперативно – диспетчерскими и оперативно - технологическими подразделениями ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» в процессе оперативного управления электрическими сетями.

Оперативно – технологический персонал, выполняя непосредственно переключения по командам диспетчера вышестоящего уровня управления, испытывает ряд трудностей на традиционных подстанциях:

- несовершенная оперативная блокировка и, как следствие, ее неисправность;
- неудачно расположены таблички с диспетчерскими наименованиями коммутационных аппаратов вследствие несоответствующей конструкции устройств управления приводами;
- не унифицированные оперативно - диспетчерские наименования оборудования и элементов распределительных устройств подстанций [1];
- отсутствие в инструкциях на оборудование рекомендаций по действиям при технологических нарушениях, например, при выводе из работы в ОРУ элегазового выключателя с нижекритическим значением плотностью элегаза.

Изложенное не способствует формированию у оперативно-технологического персонала объекта необходимого динамического стереотипа в процессе эксплуатации оборудования.

Схемы электрических соединений подстанций и компоновки

Существующая практика проектирования не учитывает влияние схем электрических соединений подстанций [3] и их компоновок на условия работы основного оборудования и, соответственно, на надежность его работы.

В Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) действуют распределительные устройства класса напряжения 500 кВ, в которых уровень изоляции оборудования (по условиям воздействия перенапряжений) требуется класса 750 кВ. Ограничителя перенапряжения рассматриваемую задачу разрешить не способны. Требуется изменение порядка оперативных переключений или внедрение специальных мероприятий, в том числе усложнение конструкции коммутационного оборудования.

Существуют и нерешенные вопросы в проектировании электроснабжения в классах напряжения 6-35 кВ, касающиеся компоновок и применяемого оборудования.

При разработке и модернизации оборудования и реконструкции подстанций следует обеспечивать требуемые нормы стандартов на уровни радиопомех.

Режимы работы оборудования

Режимы работы оборудования требуют специального рассмотрения и, в первую очередь, аварийные, послеаварийные и, в ряде случаев, «ремонтные».

В нормальном режиме электрической сети МЭС Центра сверхвысокого напряжения (СВН) имеют место повышения напряжения свыше значения наибольшего рабочего, определенного фирмой – изготовителем оборудования.

Регулирование напряжения в ЕНЭС возложено на оперативно - диспетчерский персонал системного оператора (ОАО «СО ЕЭС»).

Библиографический список

1. www.fsk - ees.ru
2. Татаринов Е.П., Каверин Н.В., Максимов В.В., Максимов В.М. Об унификации и стандартизации сокращенных диспетчерских наименований электротехнического оборудования электроустановок и их элементов. Электрические станции, № 4, 2009.
3. Ковалев Б.И., Киндяков В.С., Ковалева А.В., А.Г. Овсянников А.Г., Максимов В.М. Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. Энергоатомиздат, журнал «Энергетик», № 11, 1995; № 1, 1996; № 4, 1996.

***В. Ф. Титов, начальник департамента технического развития
(ОАО «МРСК Центра и Приволжья», г. Нижний Новгород)***

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОАО «МРСК ЦЕНТРА И ПРИВОЛЖЬЯ»

Компенсация реактивной мощности является неотъемлемой частью задачи электроснабжения потребителей. Наиболее целесообразна система распределенной компенсации реактивной мощности в точках преобразования энергии, включая объекты потребления электроэнергии. Выбор и размещения устройств компенсации в электрических сетях производятся исходя из необходимости обеспечения требуемой пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах при поддержании необходимых уровней напряжения и запасов устойчивости нагрузки потребителей.

Наиболее оптимальное решение – компенсация реактивной мощности потребителями. Уменьшение потерь активной электроэнергии, обусловленных перетоком реактивных мощностей, является реальной эксплуатационной технологией энергосбережения в электрических сетях и технологий повышения эффективности использования электроэнергии (мощности) у потребителей.

Эффективное экономическое регулирование реактивной мощности направлено также на обеспечение качества электрической энергии (уровня напряжения) на границах: электрическая сеть общего пользования - электрическая сеть (электроустановка) потребителей. Данный параметр – один из главных показателей качества электрической энергии ГОСТ 13109-97 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения). В соответствии с данным стандартом отклонение напряжения характеризуется нормально допустимым и предельно допустимым значениями установившегося отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии и равны соответственно ± 5 и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети по ГОСТ 721-77 и ГОСТ 21128-83 (номинальное напряжение).

Экономические интересы как сетевых предприятий, так и предприятий-потребителей в настоящее время требуют особого внимания к компенсации реактивной мощности посредством компенсирующих устройств. Это и надежность электроснабжения потребителей, и надежность

электрических сетей и энергосистем. Это, в общем и целом, и понималось и обеспечивалось, в первую очередь благодаря действовавшим нормативам.

С началом перехода электроэнергетики России на путь конкурентных рыночных отношений повлекло за собой изменение нормативной базы в сфере энергетики.

После отмены приказом Минэнерго России от 10.01.2000 № 2 «Правил пользования электрической и тепловой энергии» потребители электрической энергии перестали участвовать в поддержании коэффициента мощности и компенсации реактивной мощности на шинах нагрузок (из баланса ЕЭС России выпало свыше 50 тыс. Мвар устройств компенсации реактивной мощности потребителей.) Отменили важную функцию потребителей электрической энергии в обеспечении устойчивости работы энергосистем за счет поддержания напряжения в узлах и на шинах нагрузок.

Промышленные потребители потеряли экономический стимул на обеспечение ими $\text{tg}\varphi$ ($\cos\varphi$) своей нагрузки в заданных пределах. Это привело к следующим негативным последствиям:

- возрастанию потоков реактивной мощности в линиях электропередач межсистемных и системообразующих электрических сетей и систем электроснабжения потребителей – распределительных электрических сетей;

- возникновению дефицита реактивной мощности в узлах нагрузки, и как следствие, снижение напряжения на шинах нагрузок и подстанциях распределительных электрических сетей и снижению запаса статической устойчивости нагрузки по напряжению;

- увеличение до предельно допустимых значений токов полной нагрузки линий электропередач и трансформаторных подстанций и ограничению их пропускной способности по активной мощности из-за необоснованной их загрузки реактивной мощностью.

Достаточно наглядно все вышеуказанные недостатки проявились и привели к аварии в энергосистемах Москвы, Московской и Калужской областей произошедшей 25 мая 2005 года.

В последнее время Правительство приняло ряд практических действий, направленных на изменение сложившейся ситуации.

Приказом министра промышленности и энергетики Российской Федерации от 22 февраля 2007 г. № 49 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) по-

требителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах электроснабжения)» (далее – «Порядок расчета...»), который устанавливает требования к расчету значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, определяемых при заключении договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах электроснабжения) в отношении потребителей электрической энергии, присоединенная мощность которых более 150 кВт (за исключением граждан-потребителей, использующих электрическую энергию для бытового потребления). «Порядок расчета ...» устанавливает предельные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети для потребителей присоединенных к распределительным электрическим сетям (табл. 1).

Таблица 1. Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения к электрической сети	tg φ
напряжением 110 кВ	0,5
напряжением 35 кВ	0,4
напряжением 6-20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

«Порядок расчета ...» не содержит значений повышающих (понижающих) коэффициентов к стоимости услуг по передаче электрической энергии.

3 апреля 2010 г. принято Постановление правительства № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг...» в котором обязывает Федеральную службу по тарифам в 2-месячный срок разработать и утвердить методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по распределительным сетям (договорам энергоснабжения) и по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Отмеченные выше негативные последствия, характеризующие ситуацию в Российской энергетике характерны и для ОАО «МРСК Центра и Приволжья». С начала образования ОАО «МРСК Центра и Приволжья» в Обществе развернута работа по управлению потоками реактивной мощ-

ности и нормализации уровней напряжения в центрах питания по следующим основным направлениям:

- снижение потоков реактивной мощности в линиях и трансформаторах 35-220 кВ за счет установки источников реактивной мощности (БСК, УШР-110 кВ, БСК-10,6 кВ) на подстанциях филиалов;

- компенсация потребления реактивной мощности в узлах нагрузок потребителей за счет включения в работу существующих и установки дополнительных ИРМ непосредственно в электроустановках потребителей (на уровне ГПП, потребительских ПС, ТП 6-10/0,4 кВ);

- осуществление контроля за потреблением реактивной мощности, восстановление и установка недостающих узлов учета потребления реактивной мощности, баланс реактивной мощности в узлах нагрузок.

Эти направления нашли отражение в Целевых программах управления потоками реактивной мощности в электрических сетях филиалов ОАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2008 – 2012 гг. утвержденных в апреле 2008 года.

В результате выполнения мероприятий целевых программ филиалов в период 2008-2009 гг.:

- вновь установлено многофункциональных приборов учета электроэнергии (ПУ) – 856 шт.;

- заменено ПУ активной энергии на многофункциональные – 533 шт.;

- на подстанциях филиала «Кировэнерго» отремонтировано 5 БСК с увеличением мощности на 8,3 Мвар;

- на подстанциях филиалов «Нижевэнерго», «Рязаньэнерго» введено вновь 19 БСК суммарной мощностью 141 Мвар;

- в «Рязаньэнерго» в результате ввода 16 БСК мощностью 125,9 Мвар на ПС Дягилево, Лихачево, Театральная, Рязань, Дашки, Печатная удалось подключить новых потребителей общей мощностью 40 МВт без существенной реконструкции подстанций.

Работа по управлению потоками реактивной мощности в электрических сетях филиалов Общества продолжается. В феврале 2010 года разработаны Целевые программы мероприятий по управлению реактивной мощностью в электрических сетях филиалов Общества на 2010 – 2014 гг.

В период 2010 – 2014 гг. планируется:

- ввод на объектах филиалов Общества 34 БСК общей мощностью 321,3 Мвар, в том числе 8 БСК мощностью 265 Мвар на напряжении 35-110 кВ;

- в результате целенаправленной работы с потребителем, ввод БСК в электроустановках потребителей общей мощностью 104 Мвар;

- на особом контроле находится вопрос обеспечения работоспособности БСК у 81 крупного потребителя превышающего установленные соотношения по потреблению активной и реактивной мощностей;

- до конца текущего года планируется ввести БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар на ПС 110 кВ Покров в филиале «Владимирэнерго» и в 2011 г. управляемый шунтирующий реактор (УШР) мощностью 25 Мвар и таким образом создать первую в компании схему плавного регулирования реактивной мощности.

Итогом реализации мероприятий программ в планируемом периоде станет:

- снижение потерь электроэнергии, в результате ввода БСК и целенаправленной работы с проблемным потребителем на 34 793 тыс.кВт·ч;

- нормализация уровня напряжения в 22 узлах нагрузки;

- присоединение потребителей в объеме 14,23 МВт.

Работа по улучшению показателей технико-экономической эффективности распределительных сетей 6-110 кВ и систем электропитания потребителей на основе управления потоками реактивной мощности и ее компенсации на месте потребления ВОЗМОЖНА И НЕОБХОДИМА!

СПРАВКА

Открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» (ОАО «МРСК Центра и Приволжья»), дочернее общество ОАО "Холдинг МРСК", является основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям во Владимирской, Ивановской, Калужской, Кировской, Нижегородской, Рязанской, Тульской областях, а также в Республике Марий Эл и Удмуртской Республике.

В состав ОАО «МРСК Центра и Приволжья» входят филиалы – «Владимирэнерго», «Ивэнерго», «Калугаэнерго», «Кировэнерго», «Мариэнерго», «Нижновэнерго», «Рязаньэнерго», «Тулэнерго», «Удмуртэнерго». Компания обеспечивает электроэнергией более 14,4 млн. жителей Центрального и Приволжского федеральных округов, проживающих на территории свыше 414 тыс.км². Численность персонала, занятого в электросетевом комплексе, - свыше 21 тыс. человек.

Под управлением ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по данным на 01.01.2010г. находятся: 262 тыс. км. ЛЭП (с учетом кабельных линий), 58 086 трансформаторных подстанций 6-35/0,4 кВ, 553 распределительных

пунктов 6-10 кВ, 1542 подстанций 35 кВ и выше - с установленной трансформаторной мощностью 28,5 тыс. МВА.

*А.К. Вольский, заместитель директора
по реализации услуг (филиал «Ивэнерго»
ОАО «МРСК Центра и Приволжья», г. Иваново)*

ОПЫТ РАБОТ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ФИЛИАЛЕ «ИВЭНЕРГО»

Проблема потерь электроэнергии наиболее остро возникла в «Ивэнерго» в 2000 – начале 2001 гг. в связи с переходом сельскохозяйственных производителей с пофидерного учёта электроэнергии на отдельный учёт.

Фактические потери электрической энергии в распределительных сетях 6-10/0,4 кВ достигали 30% от поступления в сеть, что составляло 60 и более % от общих потерь электроэнергии в сетях. Персоналом «Ивэнерго» был произведён полный анализ сложившейся ситуации на основании, которого разработана программа мероприятий по снижению потерь электрической энергии, которую можно разделить на три основных блока (рис.1).



Рис. 1. Три основных блока мероприятий по снижению потерь электроэнергии

В целях исполнения организационных мероприятий в первую очередь была проведена договорная компания по заключению договоров энергоснабжения со всеми потребителями электрической энергии, присоеди-

нёнными к электрическим сетям «Ивэнерго», включая бытовых потребителей. Ежедневно производилось обследование состояния приборов учёта электрической энергии потребителей. Сформированы списки потребителей, с установленными электродотами. Проводились специальные рейды, в том числе и в выходные дни, позволяющие выявлять хищения электроэнергии, путём наброса на линии электропередач и самовольного подключения. Велась большая работа по взысканию ущерба, нанесённого безучётным и бездоговорным потреблением электроэнергии в принудительном порядке, в том числе с привлечением виновных к административной и уголовной ответственности.

Для расчёта нормативных потерь электроэнергии на базе программного комплекса «Энергия» была сформирована схема замещения всех электрических сетей «Ивэнерго». РЭС производится расчёт технических потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10/0,4 кВ, исходя из фактического отпуска в сеть.

Для определения конкретных очагов потерь электроэнергии была произведена выверка всех расчётных схем, установлены приборы технического учёта на всех трансформаторных подстанциях (ТП) «Ивэнерго», сформирована база данных потребителей с «привязкой» их точек присоединения по схеме «ПС – фидер – ТП».

Данная работа позволила находить очаги хищения и вести работу по их ликвидации, проводить детальный анализ результатов и планировать дополнительные мероприятия по исключению возможности хищения электроэнергии. Полный перечень организационных мероприятий представлен на рис. 2.

Технические мероприятия по снижению потерь были направлены, как на снижение технических потерь – это замена недогруженных трансформаторов в соответствии с графиком и расчётом экономического эффекта для обеспечения экономичной загрузки, отключение трансформаторов на ТП с сезонной нагрузкой, так и на снижение потерь, связанных с воровством электроэнергии, – путём замены провода на СИП, с установкой выносных шкафов учёта электрической энергии на дома бытовых потребителей.

На базе программного комплекса «Энергия» ведутся расчёты по оптимизации схем сети.

На данный момент расчёт ведётся по схеме замещения состоящей из 12123 узлов и 18518 ветвей, то есть охватывает всю сеть напряжением от 3 кВ до 220 кВ.



Рис. 2. Полный перечень организационных мероприятий

Сеть «Ивэнгеро» сформирована по принципу надежности электро-снабжения потребителей и минимуму потерь мощности (энергии) в электрических сетях. Для этого проведена оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивной и активной мощности. В центрах питания трансформаторы оборудованы устройствами регулирования напряжения под нагрузкой, включены автоматические регуляторы напряжения и по мере надобности на трансформаторах 6-35 кВ используются ответвления переключателей без возбуждения, обеспечивающие соответствие напряжения на выводах приемников требуемым стандартам, путем настройки положения ответвлений ПБВ (переключатель без возбуждения) в соответствии с изменением схемы сети и нагрузки. Проводятся расчеты по оптимизации мест размыкания линий 6-35 кВ с двухсторонним питанием с изменением схемы сети и нагрузки. Ежегодно проводятся расчеты экономической эффективности отключения транс-

форматоров в режиме малых нагрузок на ПС 110-35 кВ с двумя и более трансформаторами, актуализирована работа по выравниванию нагрузки по фазам в сетях 0,4 кВ.

Большой эффект был получен от установки общедомовых приборов учёта на многоквартирные дома. Количество приборов учёта электроэнергии по группе «бытовые потребители», подлежащих контролю, снизилось на 30 тысяч. Была смонтирована и введена в работу АИИСКУЭ в д. Поповское Ивановского района. Выполнение этих мероприятий позволило снизить потери, связанные с хищением электроэнергии в Ивановском РЭС, являющимся одним из самых крупных РЭС на территории Ивановской области и имеющем наибольшее количество многоквартирных домов с 2 732 352 кВт*ч (26,93 %) в январе 2002 г. до 1 649 711 кВт*ч (16,72 %) в декабре того же года.

Полный перечень технических мероприятий и мероприятий по совершенствованию систем технического и расчётного учёта представлен на рис. 3 и 4.

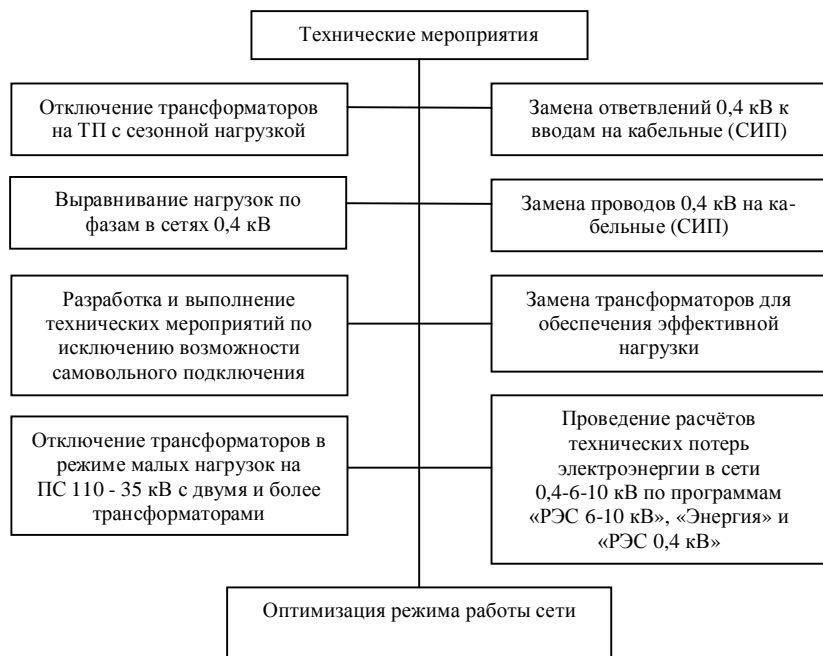


Рис. 3. Полный перечень технических мероприятий

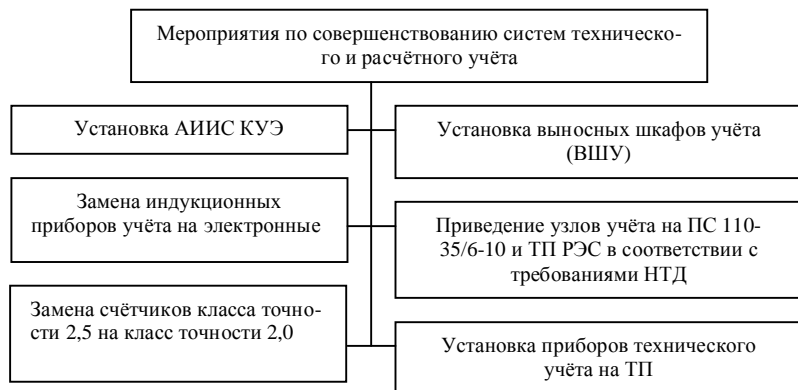


Рис. 4. Полный перечень мероприятий по совершенствованию систем технического и расчётного учёта

Ежедневная работа персонала «Ивэнерго» по исполнению программы снижения потерь дала свои результаты уже в первые годы её исполнения, уровень потерь в распределительных сетях снизился с 29,7 % в 2002г. до 13,7% в 2005 г. (Потому что основной эффект от выполнения МСП был в первые 3 года т.е. 2002-2005 гг.).

Динамика снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10/0,4 кВ за период с 2002 г. по 2009 г. представлена на рис. 5, в сетях 110-35/6-10/0,4 кВ за период с 2000 г. по 2009 г. – на рис. 6.

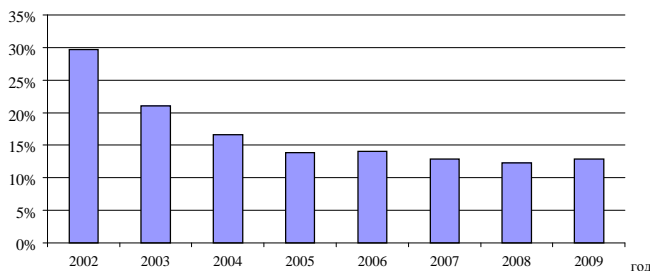


Рис. 5. Динамика снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-10/0,4 кВ за период с 2002 г. по 2009 г.

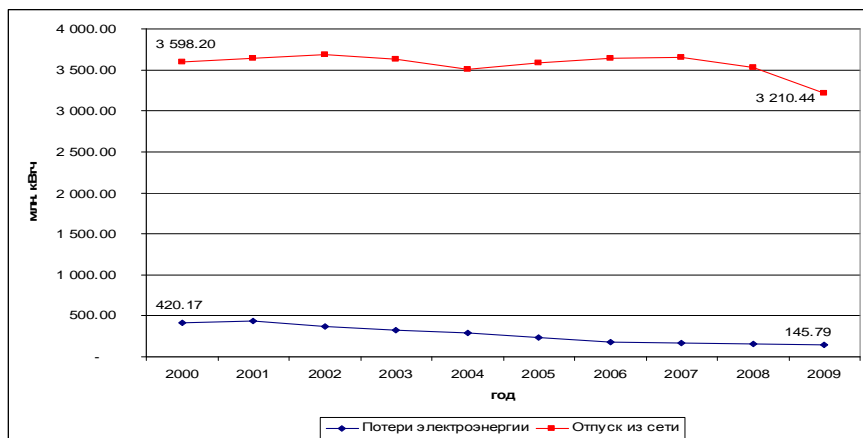


Рис. 6. Динамика снижения потерь электроэнергии в сетях «Ивэнерго» 110-35/6-10/0,4 кВ за период с 2000 г. по 2009 г.

В настоящее время продолжается работа по снижению потерь электроэнергии, но основной целью для «Ивэнерго» является удержание достигнутого уровня потерь. Для этого продолжают работы по улучшению метрологического обеспечения, обновлению парка приборов учёта, установка АИИСКУЭ, проводится работа по замене линий электропередач на СИП с установкой выносных шкафов учёта на границе балансовой принадлежности сетей.

*Д.И. Никонов, первый заместитель директора
(филиал «Калугаэнерго» ОАО «МРСК Центра и
Приволжья», г. Калуга)*

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА В ФИЛИАЛЕ «КАЛУГАЭНЕРГО» ОАО «МРСК ЦЕНТРА И ПРИВОЛЖЬЯ»

Применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (далее СПЭ-изоляция) в филиале «Калугаэнерго» начато относительно недавно -

в 2008 г. Общая протяженность кабельных линий 10 кВ с СПЭ-изоляцией составляет около 80 км.

В настоящее время ГОСТ на изготовление кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена находится в стадии разработки, поэтому основным документом, регламентирующим выпуск данных кабелей, являются ТУ 16.К71-335-2004. На рис. 1 приведен пример конструкции одножильного кабеля марки ПвЭга.

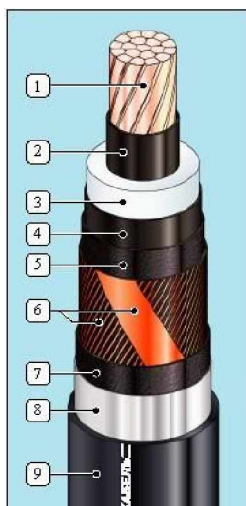


Рис.1. Пример конструкции одножильного кабеля марки ПвЭга:

- 1 – токопроводящая жила;
- 2 – внутренний экструдированный полупроводящий слой;
- 3 – экструдированная изоляция из сшитого полиэтилена;
- 4 – внешний экструдированный полупроводящий слой;
- 5 – обмотка полупроводящим водонабухающим полотном;
- 6 – медный экран, выполненный в виде повива медных проволок, скрепленных спирально наложенной медной лентой;
- 7 – обмотка полупроводящим водонабухающим полотном;
- 8 – алюмополимерная лента, наложенная продольно и сваренная с наружной оболочкой;
- 9 – экструдированная наружная оболочка из полиэтилена высокой плотности

Сшитый полиэтилен представляет собой полимер, образованный молекулами полиэтилена, цепочки которых соединены между собой дополнительно поперечными связями.

В филиале «Калугаэнерго» применяются кабели с СПЭ-изоляцией однофазного исполнения. Трехфазные кабели не нашли своего применения

в связи с их большей жесткостью, большим радиусом изгиба, невозможностью захода в малогабаритные ячейки без применения переходных муфт.

Сравнительная характеристика кабелей с бумажной пропитанной и СПЭ-изоляцией представлена в табл. 1.

Таблица 1. Сравнительная характеристика кабелей

Наименование характеристики	Значение		
	Кабели с СПЭ-изоляцией 6-35 кВ	Кабели с бумажной пропитанной изоляцией	
		6-10 кВ	20-35 кВ
Длительно-допустимая температура нагрева жилы, °С	90	70	65
Допустимая температура в режиме перегрузки, °С	130	90	65
Максимально допустимая температура жилы при коротком замыкании, °С	250	200	130
Диэлектрическая проницаемость изоляции ϵ_r при максимально допустимой температуре	2,5	4,0	4,0
Тангенс угла диэлектрических потерь при максимально допустимой температуре	0,001	0,008	0,006

Таким образом, кабели с СПЭ-изоляцией имеют ряд преимуществ перед кабелями с бумажной пропитанной изоляцией:

- повышенная нагрузочная способность, обусловленная более высокой допустимой температурой изоляции в рабочем режиме;
- высокая термическая стабильность при протекании токов короткого замыкания;
- малый вес и меньший наружный диаметр, что облегчает прокладку кабелей, особенно на сложных участках кабельных трасс;
- меньший допустимый радиус изгиба кабелей;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- отсутствие жидкостей в конструкции кабеля и подпитывающей аппаратуры, что значительно снижает расходы на сооружение кабельной линии, ее ремонт и эксплуатацию;
- простая технология монтажа муфт и ремонта кабеля;
- отсутствие утечек масла, что снижает риск загрязнения окружающей среды;
- возможность прокладки без предварительного подогрева при более низкой температуре;
- большие строительные длины.

К недостаткам кабелей с СПЭ-изоляцией можно отнести:

- реальная возможность повреждения оболочки кабеля при прокладке. Поэтому необходимо строго соблюдать технологию прокладки и применять кабели с усиленной оболочкой в соответствии с рекомендациями ВНИИКП;

- в связи с применением однофазных увеличивается вероятность однофазного повреждения, при этом в сетях с изолированной нейтралью это не приводит к автоматическому отключению и повышает вероятность получения электротравм третьими лицами;

- необходимость применения транспозиции экранов при сооружении протяженных КЛ.

Существуют три основных способа сшивки полиэтилена: пероксидная, силановая и радиационная. В мировой кабельной промышленности при производстве силовых кабелей используются первые две.

Изучив опыт как российских («Московская кабельная сеть», ОАО «Ленэнерго», ОАО «Башкирэнерго» и др.), так и зарубежных коллег, было принято решение о применении кабелей с СПЭ-изоляцией изготовленных только методом пероксидной сшивки.

Требования к траншее, в которой прокладывается кабель, являются стандартными. Прокладка, в зависимости от длины и сложности трассы выполняется либо механизированным способом, либо вручную. Однако, не смотря на изготовления оболочки кабеля из усиленного полиэтилена и применения продольной герметизации по экрану водоблокирующими лентами, необходимо вести более тщательный контроль за соблюдением всех требований по прокладке и монтажу КЛ.

Раскаточные ролики устанавливаются таким образом, чтобы кабель не провисал во время прокладки. На прямолинейных участках расстояние между ними, как правило, не должно превышать 4 м.

При прокладке кабеля механизированным способом, как правило применяется «чулок», при этом необходимо контролировать максимальное усилие при натяжении, которое не должно быть более 30 Н/м.

На торцах труб устанавливаются входные воронки или специальные направляющие ролики, на выходах из труб – направляющие ролики, позволяющие избежать появления острых кромок.

Возможны различные способы прокладки кабелей. Прокладка треугольником имеет ряд преимуществ:

- кабели занимают меньше места в траншее или на полке;
- исключаются ошибки персонала при отнесении фазы к конкретному направлению;

- минимизация потерь активной мощности в экранах, вызванных индуктированными токами.

Для фиксации кабелей в треугольнике они скрепляются по всей длине, за исключением участков около соединительных и концевых муфт, лентами, стяжками, хомутами или скобами. Фиксация кабелей к полкам выполняется также при помощи хомутов.

При прокладке однофазных кабелей треугольником или трехфазных кабелей допускается использование хомутов из магнитных материалов. В случае их однофазного крепления или прохода через стены, необходимо применение только немагнитных материалов.

В местах жесткого крепления кабелей на конструкциях прокладываются прокладки из эластичных материалов.

При применении однофазных кабелей с СПЭ-изоляцией возникает необходимость решения вопроса снижения паразитных токов в экранах, возникающих, в том числе и в нормальном режиме работы. Данные токи носят емкостной (через взаимную емкость между жилой и экраном) и индуктивный (через взаимную индуктивность между жилой и экраном) характер.

Емкостные токи из-за своей малости не представляют опасности для кабеля и практически не увеличивают его температуру.

Индуктивный ток напрямую связан с загрузкой кабеля.

Для снижения токов в экранах используется ряд методов:

- применение кабелей с возможно минимальным сечением медных экранов;
- прокладка кабелей сомкнутым треугольником;
- разрыв (частичное разземление) экранных контуров;
- транспозиция экранов.

Для монтажа концевых и соединительных муфт на кабелях с СПЭ-изоляцией применяется специальный инструмент. Учитывая перспективу дальнейшего применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, специалистам филиала «Калугаэнерго» было проведено специальное обучение прокладке, разделке кабелей с СПЭ-изоляцией и монтажу кабельных муфт.

Применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена привело к необходимости внедрения новых способов проведения высоковольтных испытаний, методов определения мест повреждения и неразрушающего контроля.

Традиционные высоковольтные испытания выпрямленным напряжением не только не гарантируют безаварийную последующую работу КЛ, но и во многих случаях приводят к повреждению нормальной изоляции.

Поэтому выпрямленным напряжением испытывается только оболочка кабеля. Функцией данного испытания является проверка целостности оболочки после прокладки. Оно проводится напряжением 5 кВ в течении 1 минуты. В случае выявления дефекта происходит его немедленное устранение.

Основная изоляция КЛ испытывается низкочастотным напряжением 0,1 Гц. Испытание производится напряжением $3U_0$ в течение 15 минут.

Методы контроля других параметров КЛ (сопротивление жил кабеля постоянному току, определение рабочей емкости кабелей, распределение тока по одножильным кабелям и др.) остаются традиционными.

Для определения места повреждения КЛ применяются индукционные и акустические методы.

В настоящее время ОАО «МРСК Центра и Приволжья» заключен договор на приобретение передвижной лаборатории, оборудованной современным оборудованием, позволяющим проведение высоковольтных испытаний и безпрожиговых методов отыскания мест повреждения кабелей с СПЭ-изоляцией.

*А.И. Магон, начальник Службы режимов
(филиал ОАО «МРСК Центра» - «Смоленскэнерго», г. Смоленск)*

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ СТАТИЧЕСКИХ ДАННЫХ С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Надёжность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования (ГОСТ 27.002—89). Согласно ПУЭ, в отношении обеспечения надежности электроснабжения, электроприемники разделяются на три категории. Каждой, из которой соответствует необходимо должное количество источников питания и регламентируемое время допустимого перерыва электроснабжения (время действия автоматики, выезд ОВБ для переключений, течение одних суток). Заметим, что в ПУЭ не оговорено требуемых качественных показателей надежности, что формально приравнивает по надежности схему электроснабжения потребителя, когда элек-

троснабжение осуществляется по протяженной двухцепной ВЛ, проходящей через труднодоступную и лесистую местность и схему электропитания потребителя по двум коротким отдельным ВЛ, проходящим по открытой местности и не имеющих трудностей по доступу для технического обслуживания и ремонта. Совершенно понятно, что показатели надежности у двух этих схем электроснабжения будут отличаться.

В ОАО «Межрегиональная Сетевая Компания Центра» уделяется огромное внимание надежному обеспечению потребителей качественной электроэнергией. Для этого в работу внедрена автоматизированная система SAP R/3, обеспечивающая оптимальное планирование ресурсов предприятия для обеспечения надежной работы сетевого оборудования. При возникновении технологического нарушения диспетчером, в соответствии с зоной его эксплуатационной ответственности, заносится информация в соответствующий модуль SAP с указанием причины нарушения, недоотпуска электроэнергии и времени простоя оборудования. Также и причины технологического нарушения подлежат классификации. На основании анализа этих данных можно определить факторы, обуславливающие надежную работу оборудования.

Сопоставляя характеристики оборудования, условия работы, возраст оборудования, сроки проведения капитальных и текущих ремонтов и причины отключения, т.е. проведя многофакторный статистический анализ, можно вывести математическую зависимость показателей надежности от тех же самых характеристик и условий эксплуатации. Тогда, в этом случае, фактической схеме можно дать количественную оценку надежности. И уже при составлении ремонтных схем, схем перспективного развития предусматривать риски недоотпуска электроэнергии потребителям.

Анализ статистических данных отключений по причинам и сопоставление условий эксплуатации предоставляет возможность уйти от использования справочных данных показателей надежности и воспользоваться фактическими надежностными характеристиками, учитывающими условия эксплуатации.

Так, например, после анализа отключений ВЛ 110 кВ за 3 года, основными факторами влияющими на параметр потока отказов w (1/год) стали: наличие лесистой местности по трассе ВЛ, продолжительность грозового периода, длина, количество отпаечных ПС. Для среднего времени восстановления T_v , (ч) - длина, удаленность от базирования обслуживающего персонала, прохождение трассы ВЛ по труднодоступным местам.

Исходя из этого, можно эмпирически вывести формулы для расчета с учетом условий эксплуатации показателей надежности.

Например, для ВЛ 110 кВ:

$$\text{щ} = \frac{L}{100} \cdot \left(1 + \frac{a}{0,6}\right) \cdot b,$$

где L – длина ВЛ, в км,

a – доля трассы, проходящей по лесистой местности от общей протяженности ВЛ.,

b – коэффициент, учитывающий срок эксплуатации ВЛ:

– до 30 лет $b = 1$;

– от 30 до 40 лет $b = 1,1$;

– свыше 40 лет $b = 1,3$.

Примечательно, что по результатам анализа статистических данных параметр потока отказов для ВЛ 110 кВ мало зависит от загрузки. Аналогично можно вывести формулы и для расчета среднего времени восстановления и показателей надежности для других элементов электрической сети.

*Г.В. Попов, д.т.н., проф., К.В. Чернов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ)*

СИСТЕМОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОГЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКЕ

Примерная основная образовательная программа по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника» [1] предусматривает подготовку бакалавров по профилю «Техногенная безопасность в электроэнергетике и электротехнике». Одной из задач профессиональной деятельности выпускников по указанному профилю является «проведение анализа негативных факторов современного производства и технических систем в электроэнергетике и электротехнике». Бакалавр должен обладать «способностью анализировать, обобщать и систематизировать информацию о характере и степени воздействия опасных и вредных производственных факторов на человека и окружающую среду».

На кафедре БЖД ИГЭУ в течение 12 лет проводится разработка научной методологии техногенной безопасности [2]. К эффективным методам, способствующим решению проблемы техногенной безопасности в

электроэнергетике и электротехнике, относится системнологический метод, основное содержание которого заключается в следующем.

Системнология – это область научных теоретико-прикладных знаний о целостности отображения и осознания познаваемой реальности при её кодовой рефлексии. В системнологии техногенная система – осознаваемое при кодовой рефлексии отображение познаваемой техноантропной реальности, обособленное в соответствии с её целью и разделяющееся на технетические, антропные и иные компоненты, которые посредством отношений объединяются в целое, связанное с внешней средой. Компонент – это составляющая системы, которая отображает осознаваемую при кодовой рефлексии часть познаваемой реальности, обособляется в соответствии с функцией и может, в свою очередь, подразделяться на составляющие, соединяемые в целое посредством отношений.

Отношения включают в себя и охватывают связи взаимодействия и связи наследования. В соответствии с положением об эволюционности реальности обеспечению неизменности состояния компонента во времени сопутствует стремление к изменениям. Изменения, перемены можно описывать, применяя понятие процесса. Процесс – это изменение свойств компонента или взаимодействия компонентов системы во времени. Взаимодействия и процессы относительно функции системы разделяются на предопределённые, или детерминированные, и предсказуемые случайные, т.е. предполагаемые или стохастические.

Системнологический метод представляет собой совокупность приёмов и способов приобретения, преобразования и использования знаний для решения задач деятельности. К основным приёмам системнологического метода относятся декомпозиция, структуризация и вариофикация.

Компонентный состав системы выявляется при декомпозиции, реализующей положение о сопринадлежности, в соответствии с которым познаваемая реальность неотъемлемо принадлежит общей реальности, которая, в свою очередь, принадлежит более общей реальности и т.д. Выявление компонентного состава проводится ступенчато, по шагам. Познаваемая реальность отображается осознаваемой при кодовой рефлексии исходной системой. Цель реальности переносится на систему и становится её функцией. Система исходной ступени сопринадлежности разделяется на компоненты первого шага декомпозиции. Каждый компонент, отображающий осознаваемую при кодовой рефлексии часть познаваемой реальности, обособляется в соответствии с исполняемой функцией. Компонент первого шага принимается системой первой ступени сопринадлежности, которая разделяется на компоненты второго шага декомпозиции. Затем компонент второго шага принимается системой второй ступе-

ни сопринадлежности, которая разделяется на компоненты третьего шага декомпозиции и т.д. Компонент последнего шага декомпозиции становится элементарным компонентом исходной системы и не декомпозируется. Количество шагов декомпозиции от компонентов исходной системы до элементарных компонентов может быть и одинаковым, и разным. При разношаговой декомпозиции компонент исходной системы может стать её элементарным компонентом или системой первой ступени сопринадлежности. Последовательный переход от компонента исходной системы к элементарному компоненту называется направлением декомпозиции. Количество шагов декомпозиции на разных её направлениях определяет решаемую проблему.

В системологии структура системы представляет собой её строение, выражаемое взаиморасположением компонентов и их детерминированным взаимодействием. Структуризация системы при описании детерминированного взаимодействия начинается с раскрытия взаимодействия элементарных компонентов того направления декомпозиции, которое имеет максимальное количество шагов. Затем раскрывается взаимодействие компонентов предыдущего шага декомпозиции и т.д., заканчивая раскрытием взаимодействия компонентов первого шага декомпозиции. Раскрытие при структуризации детерминированного, т.е. обусловленного функцией системы, взаимодействия компонентов позволяет начать вариофикацию.

Вариофикация должна приводить к дескрипции детерминированных, детерминировано-стохастических и стохастических процессов, инициируемых и перемежаемых событиями и происшествиями. Кроме того при вариофикации должны раскрываться детерминированные и стохастические эффекты взаимодействия, возникающие внутри компонентов.

Компоненты технетических систем электроэнергетики имеют двуединое вещественно-энергетическое содержание. Они находятся в вещественном, энергетическом взаимодействии. В них протекают вещественные, энергетические, процессы. Они участвуют в процессах вещественного, энергетического взаимодействия.

Вещественно-энергетическое антропотехнетическое взаимодействие можно представить воздействием антропоного компонента на технетический и воздействием технетического компонента на антропоный. Вещественно-энергетическое воздействие технетического компонента на антропоный называется техногенным воздействием.

Техногенное воздействие с уровнем, при небольшом отклонении от которого в антропоном организме вследствие деятельности возникают или могут возникнуть эффекты, создающие предпосылки для болезней или

травм, является критическим. Техногенная опасность – это техногенное воздействие послекритического уровня, при котором эффекты, возникающие или способные возникнуть в антропном организме вследствие деятельности, вызывают или могут вызывать болезни или травмы.

Техногенная безопасность становится актуальной проблемой, проблемой, требующей правильного решения, если процессы взаимодействия в техногенной системе приводят или могут приводить к взаимодействию послекритического уровня.

Применение системнологического метода к исследованию проблемы техногенной безопасности трансформации электрической энергии относительно силового трансформатора ТДЦ-400000/220 показывает следующее.

Работники, эксплуатирующие силовые трансформаторы электрической станции, находятся под влиянием детерминированных процессов техногенного воздействия. Частицы трансформаторного масла поступают в воздух, которым дышат работники, и участвуют в процессе ингаляционного воздействия. Термодинамическая энергия массива воздуха, соприкасающегося с трансформатором и работниками и участвующего в теплообмене, изменяет своё значение вследствие нагрева или охлаждения и влияет на процесс теплового воздействия.

Энергия излучения внешних поверхностей трансформатора, поступающая на тело работников, участвует в процессе инфракрасного воздействия. Световая энергия естественного или искусственного происхождения поступает на внешние поверхности трансформатора, отражается от них и передается к работникам, участвуя в процессе светового воздействия.

Энергия упругих колебаний трансформаторного устройства передаётся материалу подстилающей поверхности, затем через опорные поверхности работнику, участвуя в процессе общего вибрационного воздействия. Энергия упругих колебаний частей трансформаторного устройства, к которым прикасается работник, участвует в процессе локального вибрационного воздействия. Энергия упругих колебаний трансформаторного устройства и его частей также передаётся воздуху, а затем работникам, участвуя в процессе акустического воздействия.

Энергия электромагнитного поля, созданного высоковольтным оборудованием, поступает к работникам и участвует в процессе электромагнитного неионизирующего воздействия.

При силовой трансформации электрической энергии могут совершаться следующие техногенные происшествия:

– перфорационная разгерметизация маслonaполненных устройств, состоящая в том, что в стенках, плоскостях сочленения деталей или уплотнениях устройства с трансформаторным маслом возникают сквозные поры или отверстия;

– оболочечная разгерметизация маслonaполненных устройств, заключающаяся в том, что происходит быстрое разрушение герметизирующей оболочки устройства вследствие разложения трансформаторного масла;

– взрывная разгерметизация маслonaполненных устройств, состоящая в том, что происходит быстрое разрушение герметизирующей оболочки устройства вследствие разложения трансформаторного масла с образованием ударной волны;

– возгорание трансформаторного масла, заключающееся в том, что происходит воспламенение источником зажигания смеси воздуха и паров вытекшего из устройства масла;

– взрывная дефлаграция продуктов разложения трансформаторного масла, состоящая в том, что происходит быстрое горение в облаке смеси воздуха и поступивших из устройства газообразных продуктов разложения масла с образованием ударной волны;

– детонация продуктов разложения трансформаторного масла, заключающаяся в том, что происходит крайне быстрое химическое превращение в облаке смеси воздуха и поступивших из устройства газообразных продуктов разложения масла с образованием ударной волны;

– прямое электрическое прикосновение, состоящее в том, что работник прикасается к токоведущим частям трансформаторного устройства;

– косвенное электрическое прикосновение, заключающееся в том, что работник прикасается к проводящим частям трансформаторного устройства, которые оказались под напряжением при разрушении электрической изоляции или обрыве заземления;

– термическое прикосновение, состоящее в том, что работник прикасается к разогретым частям трансформаторного устройства;

– механическое прикосновение, заключающееся в том, что работник прикасается к вращающимся частям трансформаторного устройства.

Перфорационная, оболочечная разгерметизация маслonaполненного устройства инициируют следующие процессы воздействия на работников: ингаляционное воздействие частиц масла, поступившего в воздушный массив; кожно-резорбтивное воздействие и термоконтakтное воздействие масла, попадающего на тело работника.

Взрывная разгерметизация маслонаполненного устройства инициирует следующие процессы воздействия на работников: взрывное воздействие ударной волны, создаваемой расширяющимися продуктами разложения трансформаторного масла; взрыводинамическое воздействие фрагментов разрушающейся оболочки устройства; ингаляционное воздействие частиц масла, поступившего в воздушный массив; кожно-резорбтивное воздействие и термоконтактное воздействие масла, попадающего на тело работника.

Возгорание трансформаторного масла вызывает процессы пожарного воздействия на работников.

Взрывная дефлаграция продуктов разложения трансформаторного масла инициирует следующие процессы воздействия на работников: взрывное воздействие волны дефлаграции, создаваемой при горении продуктов разложения масла; взрывное воздействие воздушной ударной волны, создаваемой волной дефлаграции; ингаляционное воздействие продуктов разложения масла и их сгорания, поступивших в воздушный массив; термоконтактное воздействие продуктов разложения масла и их сгорания, вступивших в соприкосновение с телом работника.

Прямое и косвенное электрические прикосновения инициируют процесс воздействия на работников энергии переменного электрического тока.

Нахождение всех возможных вариантов причин техногенных воздействий послекритического уровня в сочетании со следствиями этих причин, представляемых в техногенной системе событиями и процессами, составляют процедуру вариофикации техногенных опасностей.

Контроль показателей вариофицированных опасных процессов необходим для управления технетическими и иными процессами в техногенной системе, создающего условия для безопасной деятельности.

Библиографический список

1. **Примерная** основная образовательная программа высшего профессионального образования. Направление подготовки 140400 «Электроэнергетика и электротехника». Квалификация выпускника – бакалавр / Учебно-методическое объединение вузов по образованию в области энергетики и электротехники. – М.: МЭИ (ТУ). – 2010.
2. **Чернов**, Константин Васильевич. Техногенная безопасность / К.В. Чернов; Федеральное агентство по образованию, ГОУ ВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина". – Иваново. – 2007.

Г.В. Чекал, инж. (ИГЭУ)

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПОДСТАНЦИЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДИСЦИПЛИНАХ ИХ ОБСЛУЖИВАНИЯ

В настоящее время актуальна проблема оценки надежности различных элементов электроэнергетических систем. Наиболее значимыми являются подстанции, от которых питаются потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения: они могут являться как элементами городских распределительных сетей, так и элементами сетей промышленных предприятий. Для этих подстанций характерно наличие двух трансформаторов и системы автоматического включения резерва для потребителей первой категории, или обязательного резерва на низшей стороне для потребителей второй категории.

Из вышесказанного следует, что расчет показателей надежности таких подстанций особенно важен. Предлагается использование инженерной методики расчета показателей надежности на основе теории Марковских процессов [1].

Преимуществами предложенной методики являются:

- большая универсальность и реализация на ЭВМ;
- возможность расчета динамики процесса изменения показателей надежности во времени;
- наглядность графа состояний моделируемой системы.

Объектом исследования была подстанция, питающая потребителей котельной ОАО МК «КРАНЭКС». Был рассмотрен вариант обслуживания подстанции с одной ремонтной бригадой как наиболее приближенный к реальным условиям на предприятии.

Установлено, что система электроснабжения подстанции, питающей потребителей первой и второй категорий, может находиться в одном из 6 состояний, которые приведены на рис. 1: оба блока трансформаторов работают – (1); авария одного блока, другой работает – (2); плановый ремонт одного блока, другой работает – (3); плановый ремонт одного блока, отказ другого – (4); оба блока в аварийном состоянии – (5); отказ системы АВР при работе только одного блока трансформаторов – (6).

Интенсивности отказов (λ) и восстановлений (μ) были взяты из [2].

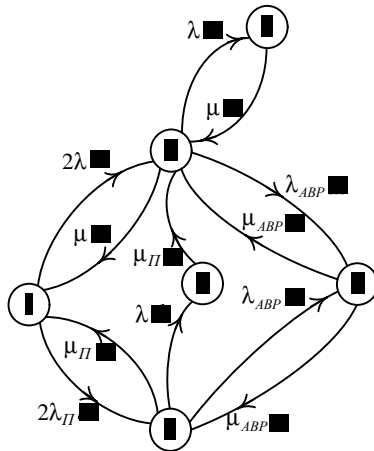


Рис. 1. Граф переходов и состояний для подстанции

Построенному графу соответствует система дифференциальных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= -(2\lambda + 2\lambda_{II})P^{(1)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + M_{II}P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= 2\lambda P^{(1)}(t) - (M + \lambda + \lambda_{ABP})P^{(2)}(t) + M_{II}P^{(4)}(t) + \\ &+ \mu P^{(5)}(t) + M_{ABP}P^{(6)}(t), \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= 2\lambda_{II}P^{(1)}(t) - (M_{II} + \lambda + \lambda_{ABP})P^{(3)}(t) + M_{ABP}P^{(6)}(t), \\ \frac{dP^{(4)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(3)}(t) - M_{II}P^{(4)}(t), \\ \frac{dP^{(5)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(2)}(t) - M P^{(5)}(t), \\ \frac{dP^{(6)}(t)}{dt} &= \lambda_{ABP}P^{(2)}(t) + \lambda_{ABP}P^{(3)}(t) - 2M_{ABP}P^{(6)}(t). \end{aligned} \right\} (1)$$

Установлено, что работоспособными являются состояния 1, 2, и 3; поэтому коэффициент готовности можно определить, решая систему уравнений (1):

$$K_{\Gamma} = P^{(1)} + P^{(2)} + P^{(3)}. \quad (2)$$

Для сравнения результатов был рассмотрен вариант дисциплины обслуживания с работой двух ремонтных бригад, и получено следующее значение коэффициента готовности:

$$K_{\Gamma 2} = P^{(1)} + P^{(2)} + P^{(3)} = 0,999217912138 + 1,95862925 \cdot 10^{-4} + 5,86191171 \cdot 10^{-4} = 0,9999999662.$$

Для варианта дисциплины обслуживания с одной ремонтной бригадой (см. рис.1) было получено следующее значение коэффициента готовности:

$$K_{\Gamma 1} = P^{(1)} + P^{(2)} + P^{(3)} = 0,999217889776 + 1,95875704 \cdot 10^{-4} + 5,861874976 \cdot 10^{-4} = 0,9999999529.$$

Разница ΔK_{Γ} при переходе на дисциплину обслуживания с одной ремонтной бригадой составила:

$$\Delta K_{\Gamma} = K_{\Gamma 2} - K_{\Gamma 1} = 0,9999999662 - 0,9999999529 = 1,33 \cdot 10^{-8}.$$

На основе полученных результатов, можно сделать следующие выводы:

- переход на дисциплину обслуживания с одной ремонтной бригадой незначительно влияет на фактическую надежность реальной подстанции;
- предложена достоверная математическая модель для определения показателей надежности подстанций, питающих потребителей 1-2 категории;
- разработанная математическая модель может быть использована для автоматизированного расчета показателей надежности подстанций, питающих потребителей 1-2 категории.

Библиографический список

1. Половко А. М., Гуров С. В. Основы теории надежности. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ – Петербург, 2006. – 704с.: ил.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.]. – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

Д.А. Каманин, инж., Ю.М. Овсянников, ассис. (ИГЭУ)

ОСОБЕННОСТИ РЕГИСТРАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДИАГНОСТИКЕ ЕГО СОСТОЯНИЯ

В наши дни, проведя анализ парка силового оборудования электроэнергетических объектов России, четко прослеживается тенденция увеличения процентного содержания оборудования с истекающим сроком службы. Экономические сложности замены устаревающего, но всё еще функционирующего, электроэнергетического оборудования, например, блочных трансформаторов, приводят к тому, что особую важность приобретают методы дистанционного мониторинга подобных объектов. В следствии повышения вероятности аварийных ситуаций.

Одним из перспективных методов определения состояния электроэнергетического оборудования является метод анализа регистрируемого электромагнитного излучения [1]. При этом к достоинствам данного метода можно отнести возможность оперативного контроля под рабочим напряжением и осуществления всех необходимых замеров, без внесения изменений в технологический процесс.

Суть данного метода состоит в том, чтобы регистрировать и распознавать в идущем от оборудования электромагнитном излучении, ту компоненту, которая порождена т.н., частичными разрядами, с наличием и интенсивностью которых тесно связано техническое состояние электроэнергетического оборудования [2]. По анализу выявленной информационной компоненты можно судить о развитии повреждения изоляции электромагнитного оборудования, заранее фиксировать момент зарождения дефекта изоляции трансформаторов. Так же стоит отметить, что фиксация электромагнитного излучения может быть осуществлена при низких температурах.

Оценка технического состояния электроэнергетического оборудования по спектральным характеристикам излучаемого им электромагнитного поля может происходить по множеству критериев: амплитуде, энергии спектра, по количеству пиков на определенном диапазоне, форме пиков и т.д.

Проводить данный вид диагностики можно как разово, так и периодически. Разовое обследование позволяет выделить аномальные характеристики оборудования. Для прослеживания динамики развития интенсив-

ности сигналов на отдельных частотах, энергии излучения в определенных диапазонах частот, характерных изменений формы сигналов с ростом числа источников электромагнитного поля, необходимо проводить периодические замеры. С помощью не однократной фиксации электромагнитного излучения можно будет составить информационную базу, с помощью которой появится возможность зафиксировать момент возникновения дефекта.

Однако, прежде чем анализировать излучение от электроэнергетического оборудования (высоковольтного трансформатора), требуется выяснить необходимые параметры регистрируемого излучения, определиться с инструментами сбора информации.

Так, время протекания тока частичных разрядов оценивается порядком $10^{-8} \dots 10^{-9}$ с, и, следовательно, верхняя часть диапазона частот испускаемого излучения может простираться вплоть до сантиметровых волн (порядка 10^{10} Гц). Однако, поскольку корпус трансформатора заземлён и исполняет роль «экрана» для высокочастотных электромагнитных излучений частичных разрядов, расположенных внутри бака трансформатора, в окружающее пространство электромагнитные поля излучаются через элементы конструкции, изолированные от корпуса трансформатора (например, высоковольтные вводы). При этом данные элементы конструкции обладают резонансными свойствами, а это значит, что набор информативных частотных полос, доступных для диагностики ограничивается частотными свойствами излучателей и может быть заранее оценен [3].

Важно, чтобы была возможность зафиксировать весь диапазон частот, несущий полезную информацию о состоянии оборудования. При этом, чтобы следить за изменением текущих процессов в динамике желательно, чтобы исследуемое электромагнитное излучение фиксировалось с частотой не ниже рабочей частоты трансформатора, т.е. 50 Гц и более.

Одним из реально применяемых для этих целей оборудованием является спектромонитор (анализатор спектра) PROMAX. Измерения на нём проводились в диапазонах частот 40-170 и 160-460 МГц с частотой смены кадров 50 Гц. Данный анализатор спектра позволяет произвести аналоговую обработку сигнала, поэтому получаемый сигнал передавался для хранения, визуализации и дальнейшей обработки на компьютер, где он воспринимался в качестве звукового сигнала и обрабатывался в аудиоредакторе [3].

Еще одним аналогом, представленным на рынке, можно считать анализаторы спектра фирмы НЕЛК «Навигатор-ПхГ» [4]. Так, например, анализатор спектра Навигатор-П6Г (FSP40) предназначен для измерения мощности электромагнитного излучения в диапазоне от 20 Гц до 40 ГГц.

Возможно, что данный диапазон в большинстве случаев будет избыточным, однако для первичного определения границ излучения электроэнергетического оборудования может быть полезен.

В данный момент наиболее изучен диапазон частот от нескольких десятков мегагерц до одного гигагерца. При этом существует мнение, о высокой информативности спектра низких частот [3]. Высокочастотная область на данный момент является малоизученной, но нельзя исключать, что она так же несет полезную информацию.

Существенным недостатком последнего рассматриваемого анализатора спектра является довольно высокая стоимость, которая может окупиться в случае успешного развития и внедрения данной методики дистанционной оценки состояния электроэнергетического оборудования.

В заключении, для получения более объективной картины состояния электроэнергетического оборудования, можно предложить использовать данный метод в качестве дополнительного модуля («экспертизы») в уже разработанной и хорошо себя зарекомендовавшей системе мониторинга состояния высоковольтных трансформаторов «Диагностика+».

Данная система предназначена для автоматизированного ведения паспортных данных и результатов испытаний оборудования, а также проведения диагностических экспертиз с выдачей оценки состояния и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации наблюдаемого объекта [5].

Необходимость совместного использования двух методик обусловлена тем, что на данном этапе сама по себе система мониторинга электромагнитных излучений трансформаторов не способна вовремя спрогнозировать время выхода трансформатора из строя. Связано это с тем, что для выявления дефектов необходимы, во-первых, накопленная «база знаний» конкретного трансформатора, во-вторых, отлаженная математическая модель выделения информационных спектров от шума, а так же модель развития дефектов изоляции.

Библиографический список

1. **Рогожников Ю.Ю., Каманин Д.А., Овсянников Ю.М.** «Диагностика электроэнергетического оборудования с помощью анализа регистрируемого электромагнитного излучения». Энергетика в глобальном мире: сб. тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса. – Красноярск: ООО «Версо», 2010 г. – С.38-39.
2. **Киншт Н.В., Кац М.А.** Диагностика точечных источников электромагнитных шумов // Электричество, 1999, №4, с. 40-42.
3. **Киншт Н.В., Кац М.А., Петрунько Н.Н.** Собственные электромагнитные излучения трансформатора как диагностический признак при оценке его технического состояния. IV международная конференция «силовые трансформаторы и системы диагностики». Международная ассоциация «Травэк» 23 – 24 июня 2009 года.

4. ЗАО Научно-производственный центр Фирма «НЕЛК» <http://www.nelk.ru/node/9>.

5. Игнатьев Е.Б., Комков Е.Ю., Попов Г.В. «Оценка состояния электрооборудования на основе программного комплекса «Диагностика +» в режиме on-line» VIII Симпозиум «электротехника 2005» Сборник тезисов докладов. М.: ВЭИ, 2005.

Б.Д. Щедриков, зам. начальника СРЗ и А (ПО ВУЭС филиала «Вологдаэнерго» МРСК «Северо-Запада», г. Вологда)

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ (САПР) ДЛЯ СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЗА И СИСТЕМ АСУТП В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ. ПОДСТАНЦИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

1. Введение

1.1. Передовые отечественные производители микропроцессорных устройств РЗА (МП УРЗА) в настоящее время в своей структуре имеют отдел программистов и отдел технологов. Программистами для технологов разрабатывается САПР, в котором технологи пишут технологическое программное обеспечение (ТПО) МП УРЗА.

1.2. САПР позволяет технологу писать ТПО МП УРЗА в виде цепочек логических схем с элементами цифровой техники: И, ИЛИ, НЕ, ТРИГЕР и т.д. САПР автоматически переводит нарисованные технологом схемы в программный код и встраивает этот код в нужное место функционального ПО (ФПО) конкретного МП УРЗА.

1.3. ФПО – это в первую очередь, разработанная программистами операционная система реального времени (ОСРВ) МП УРЗА, плюс драйверы различных устройств МП УРЗА (дисплея, клавиатуры, ...) и другие специальные программы.

1.4. Затем ФПО и встроенное в него ТПО компилируется САПРом и загружается в МП УРЗА, которое после этого, и становится действующим устройством РЗА, выполняющим все, что технолог в него заложил.

1.5. В настоящее время передовые отечественные производители МП РЗА готовы предоставить Российским техническим вузам и институтам

2.2.4. Создание различного ТПО МП УРЗА на базе программных аналогов типовых схем РЗА подстанций.

2.2.5. Создание абсолютно новых программных реле, учитывая то, что САПР позволяет в МП УРЗА реализовать такие алгоритмы, которые невозможно было реализовать на электромеханике или на физических электронных компонентах.

2.2.6. Создание различного ТПО на базе новых программных реле, испытание данных алгоритмов на действующих подстанциях и, тем самым, дополнение типовых схем РЗА новыми замечательными схемами, которые позволяют реализовывать САПР и МП УРЗА.

2.2.7. Выполнить с разработчиками САПРа, реализацию в нем полной математики с комплексными числами, которая описывается во второй части ТОЭ и является полностью достаточной для решения любых задач установившегося режима в трехфазных системах переменного тока промышленной частоты.

2.2.8. Для решения задач, связанных с переходными процессами реализовать в САПРе математику преобразования Лапласа.

3. САПР АСУТП

3.1. Необходимо развивать САПР МП УРЗА до САПРа АСУТП. АСУТП в электрических сетях – это многоуровневая система, уровни которой размещаются на подстанциях и на вышестоящих диспетчерских пунктах (ДП). Большая часть информации в АСУТП поступает по протоколам технического обмена от МП УРЗА.

3.2. В настоящее время информация АСУТП на ДП чаще всего выдается диспетчерам в виде различных визуальных сигналов: меняется расцветка квадрата – выключателя, при изменении его положения, меняется расцветка шин, находящихся под напряжением, когда они отключены от напряжения или заземлены и т.д.

3.3. Но количество сигналов, поступающих в АСУТП даже от одного МП УРЗА, измеряется сотнями, а один ДП обслуживает минимум 15-20 подстанций. Поэтому, при приходе широкого грозового фронта, например, диспетчер получает по АСУТП тысячи сигналов, которые переработать не в состоянии. Но ведь это и не нужно! Существует такая наука, которая называется «Экспертные системы». Это системы искусственного интеллекта.

3.4. Мы на уровнях ДП в «мягком» реальном времени (например, с задержкой, измеряемой секундами) можем создать небольшие алгоритмы (программы) присоединений, которые автоматически анализируют сигналы конкретных присоединений, а диспетчеру выдают только результат

своего анализа в виде таблички (и голосом при необходимости) и рекомендации, как, по мнению АСУТП, диспетчер должен поступить. Также диспетчер от АСУТП должен получать информацию о приоритетности подстанций (и присоединений на них), на которых произошли аварийные отключения.

В мае 2010 года по информации израильских энергетиков, у них стали внедряться в АСУТП алгоритмы – анализаторы событий на подстанциях, т.е. алгоритмы экспертных систем.

3.5. Так как подстанции в различных энергосистемах России разные и питают разную нагрузку, то конкретные алгоритмы экспертных систем присоединений (подстанций) не могут быть стандартизированы. Поэтому эти алгоритмы должны реализовываться или эксплуатационным персоналом (технологами электрических сетей) или с участием этого персонала.

4. Подстанции нового поколения

4.1. В данном докладе под подстанцией нового поколения понимается современная подстанция с новейшим оборудованием, в том числе и микропроцессорным, на которой нет постоянного оперативного персонала, и которая охвачена многоуровневой системой АСУТП. Основное отличие российской подстанции нового поколения от аналогичной западной подстанции заключается в повышенной надежности функционирования российской подстанции, особенно в экстремальных ситуациях (например, это надежное функционирование подстанции в условиях очень низких (очень высоких) температур, при ударах молний и применении электронного оружия).

4.2. Приводим мнение наших израильских коллег о построенных нами подстанциях нового поколения [1]:

«Справедливости ради следует отметить, что и в России, активно занимающейся разработкой средств поражения электронной аппаратуры, находятся отдельные специалисты в области электроэнергетики и релейной защиты, понимающие нависшую опасность и принимающие соответствующие меры.

Так, например, в одном из базовых центров по внедрению передовых компьютерных (интеллектуальных) технологий в электроэнергетике России, созданном на базе Великоустюгских электрических сетей «Вологда-энерго» и охватывающей 35 подстанций, с самого начала реконструкции приняли модель, согласно которой электромеханические защиты не были выброшены на свалку, а, наоборот, на базе новых электромеханических реле защиты были разработаны и созданы новые панели релейной защиты, специально предназначенные для ввода в эксплуатацию в критиче-

ской ситуации, когда вся компьютерная техника может быть выведена из строя.

Кроме того, и сама интеллектуальная система автоматического управления специально разрабатывается для этого опытного полигона российской энергетики предприятиями оборонной промышленности по технологиям, используемым для производства космических аппаратов. По утверждению сотрудников этого центра, помехоустойчивость их системы намного превышает помехоустойчивость микропроцессорных систем, производимых ведущими релейными концернами мира. По нашему мнению, такая дальновидная политика и такие подходы должны быть приняты на вооружение во всем мире. Только в этом случае удастся избежать новых катастроф и огромных финансовых потерь».

4.3. Стратегия построения (модернизации) подстанций в Великоустьюгских электрических сетях, принятая в 2000 году:

4.3.1. Оборудование подстанции должно быть самым современным и качественным (поэтому коммутационные аппараты, как правило - импортные). Для развития и прогресса нашей Российской энергетической науки, наших отечественных производителей интеллектуальной техники и всей энергетической системы России, мы приняли постулат, что интеллектуальное оборудование (МП УРЗА и оборудование АСУТП) и ТПО должно быть отечественным. Только в этом случае энергетика России будет поддерживаться на мировом уровне и даже опережать его, т.е. развиваться.

4.3.2. Подстанция должна обладать подсистемой РЗА повышенной надежности по сравнению с аналогичными западными подстанциями, причем повышение надежности не должно реально повышать стоимость подстанции. Базовыми для подсистемы РЗА являются типовые схемы Энергосетьпроекта. Задаются основные свойства подстанции, которые должна обеспечить подсистема РЗА.

Подстанция должна надежно функционировать и нести нагрузку в случае:

- а) выхода из строя подсистемы АСУТП (подсистемы телемеханики);
- б) выхода из строя подсистемы АСУТП и подсистемы связи;
- в) выхода из строя подсистемы АСУТП, подсистемы связи, подсистемы оперативного тока и всех собственных нужд;
- г) выхода из строя подсистемы АСУТП, подсистемы связи, подсистемы оперативного тока, всех собственных нужд и всех МП УРЗА подстанции;
- д) полного разрушения подстанции, если, например, сохранился кусок шин 10 кВ с несколькими уцелевшими присоединениями и существует

возможность подать по одному из этих присоединений напряжение со смежной подстанции, то вышеописанное уцелевшее оборудование можно использовать как распределительный пункт 10 кВ с полноценными защитами при ручном управлении выключателями.

4.4. В ВУЭС за 10 лет построено (модернизировано) 17 подстанций нового поколения с вышеописанными свойствами. Подстанции успешно несут нагрузку и устойчиво функционируют в экстремальных ситуациях.

4.5. Стоимость подстанции нового поколения, которая обладает повышенной надежностью, практически не увеличилась, например ячейка 10 кВ подстанции стоит не менее 500000 рублей, а стоимость дополнительного оборудования РЗА ячейки, которое и обеспечивает повышенную надежность ее работы, составляет 5000 руб. (т.е. 1% от стоимости ячейки), что соизмеримо с месячной инфляцией.

Библиографический список

1. Гуревич В.И. Проблема электромагнитных воздействий на микропроцессорные устройства релейной защиты. Часть 3. Статья в журнале «Компоненты и технологии» № 4, 2010 г.

П.М. Поклад, инж. (ИГЭУ)

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОПРИВОДА С НЕЧЕТКИМИ РЕГУЛЯТОРАМИ

Высокие требования, предъявляемые технологическим оборудованием к качеству управления разнообразными электромеханическими системами, представленными в основном автоматизированными электроприводами, не могут быть реализованы без широкого внедрения прогрессивных принципов их построения [1] и интеллектуальных технологий управления. Серьезной альтернативой классическим методам цифрового управления являются способы замкнутого автоматического управления на основе нечеткой логики (fuzzy logic), позволяющие понизить сложность алгоритмов управления, сократить время проектирования и внедрения в производство. Особенно эффективным оказывается использование таких регуляторов для сложных технологических агрегатов, для которых практически невозможно построить адекватную модель для нелинейных процессов высокого порядка, в частности электроприводов с

асинхронными двигателями, приводных устройств систем наведения и мобильных робототехнических комплексов.

В настоящее время среди работ по созданию высококачественных электроприводов наибольшее развитие получили технологии экспертных систем и нейросетевых структур.

Экспертная оценка выполняет функции интеллектуальной надстройки над ПИД-регулятором, обеспечивает адаптивное управление в широком диапазоне возмущений, но не обладает быстродействием, необходимым для управления в реальном масштабе времени.

Нейросетевой регулятор, построенный на базе 80 статических нейронов и обученный на оптимальный по быстродействию принцип функционирования, включается в контур системы управления последовательно с объектом и обеспечивает очень высокое быстродействие при слежении за различными входными воздействиями.

Перспективным представляется применение технологии ассоциативной памяти из-за относительно небольшого объема памяти.

Существует тенденция к интеграции интеллектуальных технологий, что позволяет использовать положительные свойства отдельных технологий.

В [2,3] приведены примеры построения гибридных регуляторов, например, на базе, как нечеткой логики, так и ассоциативной памяти, причем применение последней технологии позволяет использовать реальный масштаб времени.

Использование искусственного интеллекта в электроприводе позволяет расширить применение традиционных методов теории управления. Чрезвычайно важный и наиболее распространенный в настоящее время подкласс интеллектуальных систем управления на базе нечеткой логики [4] (без самообучения, прогнозирования и интерактивного диалога), которые из-за минимальной трудоемкости вычислений и базы знаний могут использоваться в реальном масштабе времени.

Эффективность использования нечетких регуляторов (НР) определяется выбранным способом дефаззификации.

В качестве базового способа дефаззификации примем наиболее часто рекомендуемый метод, основанный на понятии центра тяжести нечеткого множества (соq – метод дефаззификации). При этом величина полученного скалярного выходного сигнала U^* может быть определена по следующему выражению:

$$U^* = \frac{\int_{0.5}^1 (R(x)(x-0,5)) dx - \int_0^{0.5} (R(x)(0,5-x)) dx}{\int_0^1 R(x) dx} \quad (1)$$

Очевидно, что непосредственное использование выражения (1) в контуре управления электроприводом связано со значительными вычислительными трудностями и практически не может быть использовано в НР, построенных на базе универсальных микроконтроллеров, а требует применения специализированных устройств. Поэтому часто используется метод центра области, так называемая соа-дефаззификация.

На рис. 1 показаны зависимости выходного сигнала НР, при постоянстве одного из сигналов управления, использующих соа- и соц- дефаззификаторы.

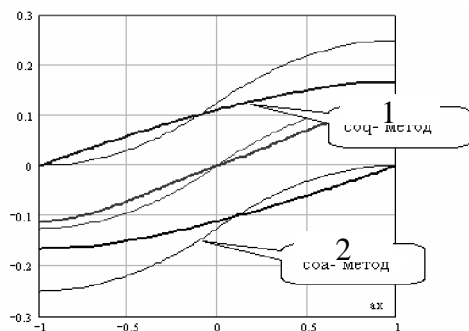


Рис. 1. Выходные характеристики НР: 1 – соц метод; 2 - соа метод

Представленные на рис. 1 данные можно интерпретировать как зависимости выходного сигнала нечеткого регулятора от производной ошибки по скорости при разных значениях сигнала ошибки. Очевидно, что характеристики нечеткого регулятора при выбранном способе дефаззификации очень похожи на характеристики системы с насыщением при плавном переходе в режим ограничения выходного сигнала.

Современные пакеты исследования динамических систем предоставляют широкие возможности по исследованию частотных свойств линеаризованных моделей электропривода без применения трудоемких аналитических выкладок. Именно при решении таких исследовательских задач

проявляются все преимущества вычислительного комплекса Mat-Lab/Simulink [5]. Применение этого пакета позволяет выполнять эксперименты в "чистом" виде, пренебрегая влиянием таких факторов, как изменение параметров объекта в ходе эксперимента, наличие внешних помех и погрешностей измерительных преобразователей. Основными задачами, решаемыми этими средствами при исследовании электропривода, являются оценка степени взаимного влияния статорных обмоток и проверка эффективности принятых способов компенсации взаимного влияния обмоток и средств восстановления токов статорных обмоток.

Широкие возможности по исследованию электроприводов с цифровым управлением предоставляет его модель [6, 7, 8], построенная на принципах объектно-ориентированного моделирования [9].

В ходе машинных экспериментов проведен анализ функционирования электропривода с линейным регулятором (ЛР) и нечеткими регуляторами с соа- и sf-дефаззификацией. На рис. 2 представлены графики переходных характеристик электропривода с разными типами регуляторов при одинаковых его настройках.

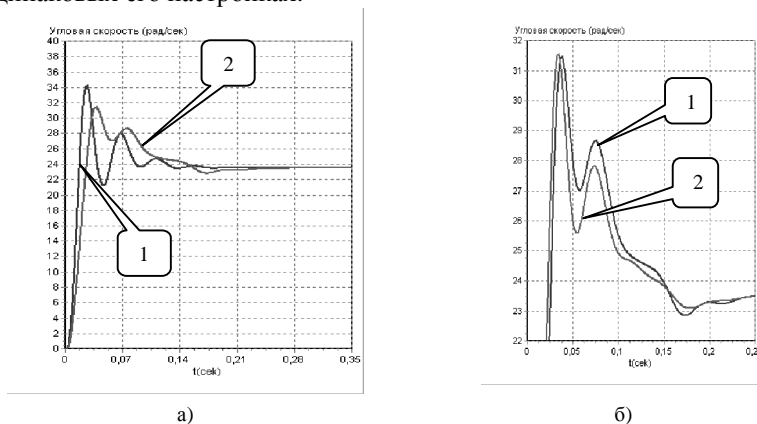


Рис. 2. Графики изменения скорости в пусковых режимах: а – электропривод с линейным ЛР (1) и нечетким НР (2) регуляторами; б – НР с sf (1) и соа (2) дефаззификаторами

Анализ этих характеристик показывает, что система с нечетким регулятором обеспечивает несколько меньшее ускорение вала. Однако перерегулирование при этом уменьшается. Снижается и колебательность системы. Общая длительность переходного процесса остается примерно постоянной.

При сравнении нечетких регуляторов sf- и соа-дефаззификаторами выявлено, что использование нечеткого регулятора с соа-

дефаззификатором обеспечивает максимальное снижение колебательности электропривода при некотором увеличении его быстродействия.

Анализ частотных характеристик электропривода, представленных на рис. 3, показывает, что применение НР существенно снижает максимум АЧХ при практическом сохранении полосы пропускания электропривода.

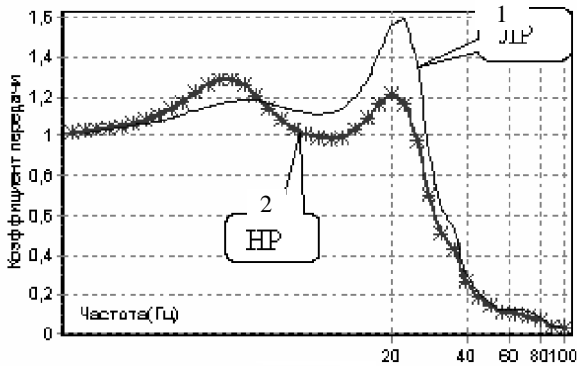


Рис. 3. Частотные характеристики электропривода с ЛР (1) и НР (2)

Очевидно, что при большем быстродействии система с НР имеет больший провал скорости и более высокую интегральную оценку в отличие от системы с ЛР. Анализ этих результатов показывает, что система с нечетким регулятором имеет значительное перерегулирование, особенно при больших управляющих воздействиях. В то же время динамический провал скорости при набросе нагрузки в системе с нечетким регулятором меньше, чем в такой же системе с аналоговым регулятором. Отсюда можно сделать следующие выводы:

- применение нечеткого регулятора значительно уменьшает колебательность системы;
- быстродействие системы в основном определяется инерционностью статора используемого двигателя;
- динамические свойства системы достаточно сильно зависят от способа дефаззификации, выбор которого определяется режимом работы системы.

При этом свойства систем с соq- и соa- дефаззификаторами отличаются незначительно, а потому предпочтительным является использование последнего из-за более простого математического аппарата.

В ходе экспериментальных исследований электроприводов с НР уста-

новлено, что использование нечетко-нейронной сети обеспечивает некоторое повышение качества управления и повышает степень робастности системы. При этом разработанные, относительно простые алгоритмы нечеткого управления, могут быть реализованы без существенного повышения быстродействия используемых микроконтроллеров.

Необходимость интеллектуализации управления электроприводом мехатронных модулей представляется как основное средство повышения его эксплуатационных показателей и степени адаптации к изменяющимся условиям работы.

Таким образом, можно утверждать, что использование алгоритмов нечеткой логики позволяет достигнуть высоких значений показателей качества для систем с заранее неизвестными или сильно изменяющимися параметрами, что делает весьма перспективным их использование в приводных механизмах технологических агрегатов.

Библиографический список

1. **Фалеев М.В., Ширяев А.Н.** Импульсно-фазовые электроприводы мехатронных модулей / ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2008. – 216 с.
2. **Гаврилов, С.В.** Компьютерная технология построения управления мехатронными объектами/ С.В. Гаврилов, Ч.С. Кьен, Д.К. Фьонг, Н.Л. Чьен //Естественные и технические науки, №1, 2006. с. 207–212.
3. **Козярук, А.Е.** Современное и перспективное алгоритмическое обеспечение частотно-регулируемых электроприводов / А.Е. Козярук, В.В. Рудаков– СПб.: С-Петербург. Эл.техн. компания, 2004. – 64 с.
4. **Заде, Л.А.** Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений/ Л.А. Заде М.: Мир, 1976. – 304 с.
5. **Штовба С.Д.** Проектирование нечетких систем управления средствами MATLAB. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007.
6. **Поклад П.М.** Система исследования импульсно-фазового электропривода "Research PPL Drive 2.0"/ А.А. Киселев, П.М. Поклад // ФГУП «Всероссийский научно-технический информационный центр». – №50201001332, 23.07.2010
7. **Фалеев, М.В.** Микропроцессорные импульсно-фазовые электроприводы информационно-измерительных систем/ М.В. Фалеев // Автореферат дисс. на соиск. уч. ст. докт. техн. наук. – Иваново: ИГЭУ,1998. – 32 с.
8. **Поклад П.М.** Виртуальная система симуляции импульсно-фазового электропривода "Simulator PPL Drive 2.0"/ А.А. Киселев, П.М. Поклад // ФГУП «Всероссийский научно-технический информационный центр». – №50201001182, 07.07.2010
9. **Сениченков, Ю.Б.** Численное моделирование гибридных систем./ Ю.Б. Сениченков – СПб.:Изд-во СПбГТУ, 2004. – 206 с.

А.Н.Голубев, д.т.н., проф., В.Н. Гречухин, к.т.н., доц., С.Н. Кадников, д.т.н., проф., В.Д. Лебедев, к.т.н., доц., М.Г. Марков, к.т.н., доц., В.А. Мартынов, д.т.н., проф., М.С. Сайкин, к.т.н., доц. (ИГЭУ)

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ КАФЕДРЫ ТОЭЭ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЙ

В последние годы научно-исследовательская работа на кафедре «Теоретические основы электротехники и электротехнологии» (ТОЭЭ) проводилась по следующим основным направлениям: совершенствование электроэнергетических и электротехнологических процессов и установок; разработка методов анализа и синтеза электротехнических систем; разработка основ методического и программного обеспечения автоматизированных обучающих систем.

В области электроэнергетики разработаны оптоэлектронные цифровые трансформаторы тока и напряжения 110-220 кВ повышенной точности и надежности. Использование этих трансформаторов позволяет обеспечить высоковольтную изоляцию, исключить электромагнитные наводки и вынос потенциала с ОРУ на щит. Их достоинства и преимущества очевидны и заключаются в передаче информации о токе и напряжении по оптоволоконному кабелю, не подверженному влиянию электромагнитных наводок. При этом принципиально устраняются погрешности от величины нагрузки, присущие традиционным ТТ и ТН, в принимающих микропроцессорных устройствах исключаются промежуточные трансформаторы и АЦП.

Внешний вид цифрового измерительного трансформатора представлен на рис. 1. Структурная схема преобразования представлена на рис. 2.

Использование малогабаритного электромагнитного трансформатора тока выполненного с использованием нанокри-



Рис.1. Цифровой трансформатор тока и напряжения

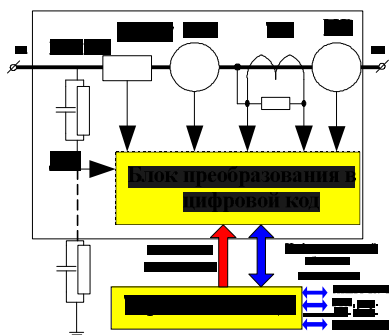


Рис.2. Структурная схема цифрового измерительного трансформатора

сталлического сердечника без высоковольтной изоляции, позволяет получить класс точности от 0,1% до 0,05% для системы измерений АИИС КУЭ. Использование различных принципов измерения тока с использованием гальваномангнитных магнитотранзисторных датчиков и коаксиального шунта позволяет повысить точность измерений в переходных режимах для снабжения информацией

устройств РЗА, трансформируя без искажений постоянный и переменный ток, в том числе апериодическую составляющую аварийного тока короткого замыкания, обеспечивая класс точности 1%. Информационный обмен с потребителями производится по Ethernet в соответствии со стандартом IEC 61850-9-2 (с дополнениями UCA International Users Group) используя синхронные или асинхронные интерфейсы SPOT, SPI, RS 485 и др.

В области исследования и обеспечения электромагнитной совместимости на кафедре ведутся разработки методов исследования электромагнитных полей энергетических объектов. Важную роль в этих исследованиях является определение электромагнитного поля заземляющих устройств (ЗУ) подстанций, кабельных каналов и цепей РЗА. Разработанная компьютерная программа в среде Matlab осуществляет моделирование ЗУ (рис. 3) и определение сопротивления заземляющего контура.

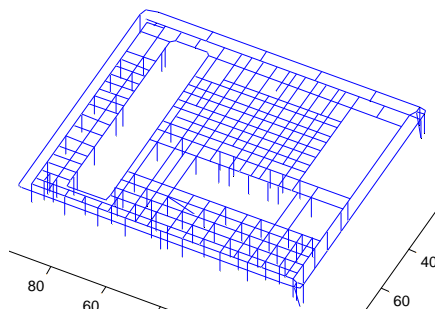


Рис. 3. Трёхмерная модель заземляющего устройства подстанции

Кроме того, рассчитывается распределение потенциала и напряжённости электрического поля по поверхности земли, а также шаговое напряжение и напряжение прикосновения. Моделирование осуществляется с применением интегральных уравнений, выполняющих расчёт трёхмерного электромагнитного поля, а также с применением уравнений теории электрических цепей.

Установки индукционного нагрева и переплава занимают ведущее место в электротехнологии. На кафедре ТООЭ разработана методика и реализующий ее программный модуль расчета процессов индукционного нагрева и закалки, основой которой являются точные математические модели электромагнитных и тепловых процессов. При этом для расчета электромагнитных и тепловых полей используются нестационарные нелинейные уравнения, учитывающие зависимости параметров от физических свойств среды. В исследовании процесса нагрева используется автоматизированная система сбора информации, выполненная с применением программно-инструментального комплекса LabVIEW, с помощью которого информация о процессе нагрева с датчиков температуры передается в компьютер для обработки (рис. 4). Обработка экспериментальных данных ведется в процессе реального времени. Наблюдение за процессом нагрева позволяет управлять технологическим процессом по заданному алгоритму. Компьютерное моделирование электромагнитных и тепловых полей осуществляется с применением программных комплексов EICut и Comsol.



Рис. 4. Программно-инструментальный комплекс индукционного нагрева и закалки

На основании проводимых на кафедре исследований в области упрочнения материалов была разработана установка магнитоимпульсной обработки металлов (МИО), позволяющая существенно повысить износоустойчивость режущего инструмента, в частности дорогостоящих фрез (до 40%). Основные характеристики установки для МИО: диаметр рабочего пространства – 10 – 175 мм; рабочий диапазон изменение магнитной индукции – 0,1...1 Тл; режимы намагничивания постоянным и переменным током частоты 50 Гц, пульсирующим однополярным и двухполярным током, единичными однополярными импульсами регулируемой длительностью от 40 до 5000 мс с паузами между импульсами от 0 - 5 с, пакетами однополярных импульсов регулируемой длительности (число импульсов в пакете - от 1 до 15), возможность подключения различных измерительных приборов для контроля за протеканием технологического процесса с последующей обработкой результатов измерений на ПК.

В настоящее время в электротехнике и электроэнергетике находят широкое применение герметизаторы на основе магнитных наножидкостей (МНЖГ). Они предназначены для уплотнения валов, совершающих вращательное или возвратно - вращательное движение между средами с перепадом давлений или средами, содержащими различные вещества, для предотвращения их перемешивания. Герметизируемой средой может являться вакуум с различной степенью разрежения, инертные газы, пары и жидкости.

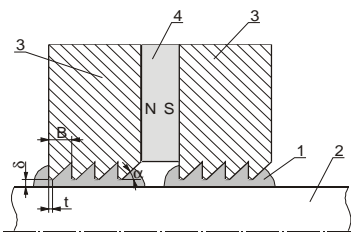


Рис.5. Магнитная цепь герметизатора на основе магнитной наножидкости

Принцип действия МНЖГ (рис. 5) основан на удержании магнитной наножидкости (МНЖ) 1 в рабочем зазоре δ пондермоторной силой, которая возникает при взаимодействии магнитного момента единичного объема магнитной наножидкости (МНЖ) с неоднородным магнитным полем. Величина этой силы зависит от неоднородности магнитного поля, действующего на МНЖ и её свойств.

С целью создания неоднородного магнитного поля в рабочем зазоре δ , на обращённых к валу 2 цилиндрических полюсных приставках 3 выполнены зубцы. Зубцы могут быть расположены и на втулке, изготовленной из магнитопроводного материала и посаженной на вал. Они имеют форму равносторонних или прямо-

угольных трапеций с углом при основании 45° или 60° . В качестве источника магнитного поля используются постоянные магниты 4.

Основными преимуществами МНЖГ перед традиционными уплотнениями являются: практически абсолютная герметичность, малый собственный момент трения, отсутствие износа, высокая долговечность и простота технического обслуживания.

Разработанные МНЖГ имеют следующие эксплуатационные характеристики: линейная скорость на поверхности вала в длительном режиме от 0 до 15 м/с; критический перепад давлений от 0,05 до 0,50 МПа; диаметры герметизируемых валов от 12 до 1500 мм; наработка на отказ от 5 до 70 тыс. час; срок службы 120 тыс. час.

Общий вид МНЖГ приведен на рис. 6.



Рис. 6. Общий вид герметизатора

МНЖГ используются для герметизации валов вакуумной арматуры и узлов специального назначения, химических и биологических реакторов, электротехнологического и энергетического оборудования. МНЖГ обладают высокой надёжностью, просты в обслуживании и эксплуатации, не опасны для персонала и не наносят вред окружающей среде.

Разработаны и внедрены конструкции МНЖГ, с увеличенным ресурсом работы. Они защищены охранными документами России и отмечены золотой медалью Женевского салона 2009 года.

В настоящее время актуальной является проблема повышения «качества образования». На кафедре ТООЭ разработан программно-методический комплекс EILabWork (рис. 7), который является универсальным инструментом для представления теоретической информации, проведения лабораторных, практических и самостоятельных работ, а также для оценки приобретённых знаний. Данный программный комплекс позволяет создавать обучающие модули по самым различным электротехническим и электроэнергетическим дисциплинам.

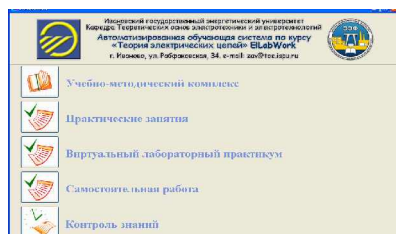


Рис. 7. Главное меню программы EILabWork

Универсальность EILabWork заключается в том, что систему можно использовать практически для любого предмета и любой тематики. На данный момент разработан целый комплекс занятий и упражнений по курсу «Теоретические основы электротехники», который используется в процессе обучения на кафедре ТОЭЭ. В качестве примера на рис. 8 представлено одно из окон при самостоятельной работе по разделу трехфазные цепи, где предлагается произвести анализ заданного аварийного режима, а также пример построения в интерактивном режиме векторной диаграммы.

Автоматизированный программно-методический комплекс EILabWork 2.0 рассмотрен на расширенном заседании Научно-методического Совета по электротехнике и электронике Министерства образования и науки

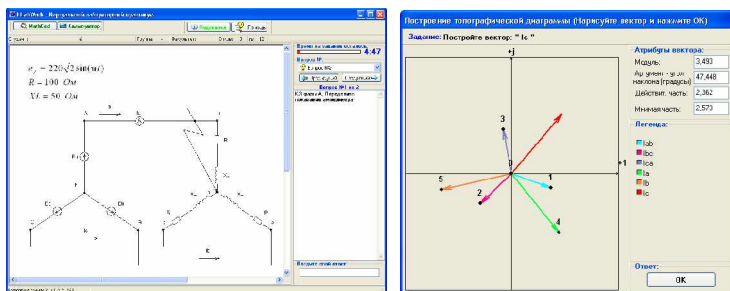


Рис. 8. Примеры рабочих окон программы EILabWork

Российской Федерации и рекомендован для использования при проведении лекционных, практических и лабораторных занятий, контроля знаний, а также для самостоятельной работы студентов по курсам «Теоретические основы электротехники» и «Электротехника». С демоверсией комплекса можно ознакомиться на сайте ИГЭУ.

*Ю.Ю. Рогожников, к.т.н., доцент, Е.Б. Игнатъев, к.т.н., доцент (ИГЭУ),
А.В. Иванов, инженер-конструктор НИОКР (ЗАО «Трансформер»)*

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С января 2010 года в электроэнергетические предприятия, заинтересованные в автоматизированной системе оценки состояния электрооборудования поставляется обновленная версия экспертной системы оценки

технического состояния электрооборудования станций и подстанций «Диагностика+» (6.0).

Программный комплекс предназначен для паспортизации, оценки состояния и прогнозирования работы:

- трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов;
- трансформаторов тока, однофазных электромагнитных трансформаторов напряжения (ТН), однофазных емкостных ТН и трёхфазных электромагнитных ТН;
- воздушных, масляных, вакуумных и элегазовых выключателей;
- ограничителей перенапряжения и вентильных разрядников;
- разъединителей, отделителей и короткозамыкателей;
- комплектных распределительных устройств;
- конденсаторов;
- заземляющих устройств;
- воздушных и кабельных линий.

Поставляемая версия системы «Диагностика+» является корпоративной, в которой пользователи нескольких предприятий работают с единой распределенной БД. Она работает с БД в локальной сети предприятия в режиме клиент-сервер.

В качестве сервера используется СУБД FireBird (клон известной СУБД Interbase), а в качестве клиентов могут выступать любые компьютеры, подключенные к локальной сети.

Основные потоки данных циркулируют в локальных сетях отдельных предприятий, а между серверами распределенной базы данных передаются только изменения.

В рамках локальной сети все пользователи системы работают с одним сервером БД. Данные в базу поступают путем:

- ввода данных в диалоге;
- считывания их с хромотографов, и с других приборов подключаемых к компьютерам;
- импорта данных из систем с аналогичными функциями;
- передачи данных из других узлов системы.

Показательна структура системы (рис. 1) в АО «KEGOC» (Акционерное общество «Kazakhstan Electricity Grid Operating Company»), имеющая на территории республики Казахстан более десятка филиалов. Эта компания уже десять лет успешно эксплуатирует систему «Диагностика+». Первоначально в АО «KEGOC» была внедрена система версии 5.5. В настоящий момент осуществлен переход на версию 6.1. Для облегчения работ по поддержке и переходу на новые версии системы отработана

технология публикации на web-сайте (www.transform.ru) пакетов обновления, которые доступны пользователям системы.

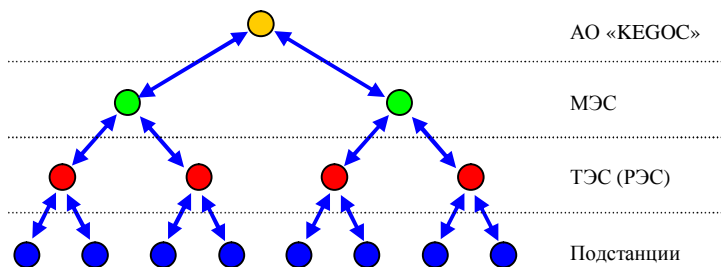


Рис. 2. Иерархическая структура распределенной системы (МЭС – межсистемные электрические сети, ТЭС – территориальные электрические сети)

Каждый узел имеет свою БД. Целостность данных в такой распределенной системе обеспечивается специально разработанными средствами синхронизации.

БД узла содержит данные об оборудовании, установленном на подстанциях подчиненным данному узлу. Так, например, в БД филиала МЭС будут данные только тех ТЭС, которые входят в эти межсистемные электрические сети.

Кроме того, каждый узел иерархии может иметь свои «клоны» – дополнительные узлы. Такие узлы могут быть развернуты, например, на мобильном компьютере в передвижной лаборатории. Базы данных основного и дополнительного узлов должны полностью совпадать, поэтому между ними также периодически проводится автоматическая синхронизация.

На нижнем уровне каждого узла системы размещены сервер экспертной системы (ЭС), система управления базами данных (СУБД), базы данных (БД) и знаний (БЗ).

Пользователь работает с автоматизированным рабочим местом (АРМ), выступающим в роли клиента системы «Диагностика+».

АРМ обеспечивает: просмотр ранее полученной информации о состоянии оборудования предприятия, запуск на выполнение диагностических экспертиз, печать протоколов и сводных отчетов по состоянию оборудования. АРМ работает в интерактивном (диалоговом) режиме и запускается непосредственно пользователем. Для удаленного доступа (через Internet) используется работа через «удаленное рабочее место».

Сервер экспертной системы выполняет диагностические экспертизы, запрашивает требуемые данные, производит их анализ и определяет техническое состояние оборудования.

Диагностические экспертизы работают в большинстве случаев в неинтерактивном режиме, но при необходимости, особенно в сложных ситуациях, выполнение экспертизы может перейти в диалоговый режим.

СУБД обеспечивает контролируемый многопользовательский доступ к базам данных и знаний. БД содержит нормативно-справочную информацию, необходимую для проведения диагностических экспертиз, типовые запросы, диалоговые формы, настройки для просмотра данных и прочую системную информацию. БЗ содержит знания в виде диагностических правил и шаблоны отчетов.

Утилиты администратора предназначены для: настройки системы, обновления её версий, контроля целостности компонентов системы, копирования и восстановления БД, импорта данных из других аналогичных систем, а также синхронизации БД отдельных узлов системы между собой.

На сегодняшний день на российском рынке представлено несколько подобных систем. От своего ближайшего по функциональным возможностям аналога – программного комплекса «Альбатрос» – система «Диагностика+» отличается принципами программной реализации, набором диагностируемого оборудования и стоимостью, которая у системы «Диагностика+» ниже более чем в два раза при сопоставимой комплектации.

Экспертная система оценки технического состояния электрооборудования «Диагностика+» эффективно функционирует в различных организациях РФ и республик Казахстан, Украина, Белоруссия и повышает эффективность оценки состояния оборудования, тем самым обеспечивая рост надежности при его эксплуатации.

Постоянное развитие системы (в настоящее время поставляется версия 6.1), продолжающееся около 15-ти лет, позволяет учитывать разнообразные пожелания пользователей в плане оптимизации режимов функционирования системы, ее сервисных возможностей, сопряжения с другими автоматизированными системами предприятия, интеграции различных баз данных и т.д.

А.Н. Назарычев, д.т.н., проф. (ИГЭУ), А.И. Таджибаев, д.т.н., проф. (Петербургский энергетический институт повышения квалификации), Д.А. Андреев, к.т.н. (ОАО «Зарубежэнергопроект»), Т.А. Жулина, инж. (ООО «Contact T&D»)

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Принятая Правительством России концепция долгосрочного социально-экономического развития до 2020 года, задает достаточно мощные ориентиры для нового качественного экономического роста, обеспечивающего конкурентоспособность страны в мировой экономике, которая основана на инновационной составляющей в области техники и технологий. Энергетическая отрасль не является исключением, особенно учитывая ее значение и текущее состояние по следующим причинам.

Во-первых, энергетика является важнейшей отраслью промышленности – от неё будет зависеть скорость выхода промышленности страны из кризиса.

Во-вторых, в условиях экономического кризиса падение промышленного производства привело соответственно к падению спроса на электроэнергию.

В-третьих, не преодолена тенденция роста объема стареющего оборудования, которое продолжает эксплуатироваться. Так 59 % генерирующего оборудования отработало ресурс полностью, более 25 % генерирующего оборудования выработало ресурс на 80 процентов, а степень износа оборудования в электрических сетях составляет 63 %.

Для решения последней задачи, с учетом приведенных цифр, настоятельно необходимы масштабные инвестиции на замену изношенного оборудования. Причем, надежность электротехнического оборудования (ЭО) во многом определяется информацией о его фактическом техническом состоянии, условиями и режимами эксплуатации, обеспеченностью средствами диагностики, полнотой учета влияния внешних и внутренних воздействий. Поэтому, актуальной задачей является разработка инновационных подходов к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР), методов оценки и управления техническим состоянием ЭО.

Управление техническим состоянием ЭО электрических станций и сетей Российской Федерации выполняется в соответствии с правилами технической эксплуатации (ПТЭ) [1], в которых изложены основные организационные и технические требования к эксплуатации энергетических

объектов. Выполнение требований ПТЭ обеспечивает экономичную, надежную и слаженную работу ЭО и всех звеньев электроэнергетических систем. Являясь отраслевым стандартом, ПТЭ строятся на основе принятой в энергетике концепции, определяющей цели управления, принципы и критерии управления, а также организационные формы и применяемые технические средства.

В общем виде цель управления техническим состоянием ЭО в современных условиях можно сформулировать следующим образом: обеспечение заданного уровня надежности и эффективности функционирования при минимальных затратах на эксплуатацию. Достижение этой цели позволит обеспечить решение ряда стратегических задач [2] развития электроэнергетики:

- надежное электроснабжение потребителей электроэнергией;
- развитие единой энергетической системы страны;
- повышение эффективности и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;
- снижение вредного воздействия энергетики на экологию.

Общая проблема совершенствования системы технической эксплуатации ЭО включает в себя решение следующих задач [3]:

- развитие диагностики и контроля технического состояния ЭО;
- оценку эксплуатационной надежности ЭО;
- оптимизацию сроков и объемов проведения ТОиР;
- выбор рациональной стратегии проведения ТОиР;
- выбор стратегии управления процессом эксплуатации электрооборудования;
- планирование ТОиР оборудования по техническому состоянию.

Поэтому управление техническим состоянием ЭО в процессе эксплуатации может быть осуществлено как через управление режимами эксплуатации, управление показателями безотказности и долговечности, так и путем непосредственного управления состояниями процесса эксплуатации на основе изменения состояний работы, ремонта и резерва ЭО. Тогда, основным принципом новой технологии управления техническим состоянием ЭО является метод обеспечения надежности функционирования энергетических объектов, основанный на индивидуальном наблюдении за реальными изменениями технического состояния ЭО в процессе эксплуатации.

Критерий управления $K(r)$ техническим состоянием электрооборудования за наработку r в векторном виде запишем:

$$K(r) = (F(r), R(r), P(r), Z(r), Y(r)), \quad (1)$$

где $F(r)$ – физико-химические параметры за наработку r ; $R(r)$ – фактический сработанный ресурс ЭО в объеме наработки r ; $P(r)$ – вероятность безотказной работы ЭО в объеме наработки r ; $Z(r)$ – суммарные ремонтно-эксплуатационные затраты на техническую диагностику, техническое обслуживание и ремонт ЭО за наработку r ; $Y(r)$ – матрица управления состояниями процесса эксплуатации группы технологически взаимосвязанного ЭО за наработку r .

Первая компонента $F(r)$ критерия управления (1) показывает контролируемые средствами технической диагностики физико-химические параметры, которые характеризуют изменение технического состояния ЭО за наработку r от действия тепловых, электрических, механических, химических и других воздействующих в процессе эксплуатации факторов.

Вторая компонента $R(r)$ представляет собой интегральную характеристику технического состояния – фактический сработанный ресурс ЭО в объеме наработки r , который характеризует долговечность оборудования и вычисляется согласно разработанным методам и математическим моделям, приведенным в [4].

Третья компонента $P(r)$ представляет собой вероятность безотказной работы ЭО в объеме наработки r , который характеризует безотказность оборудования и вычисляется согласно разработанным методам и математическим моделям [4].

Четвертая компонента $Z(r)$ представляет собой суммарные ремонтно-эксплуатационные затраты на техническую диагностику, техническое обслуживание и ремонт ЭО за наработку r . Значение затрат $Z(r)$ показывают, как принятая система эксплуатации, технического обслуживания и ремонта обеспечивает эффективное применение ЭО по назначению. Кроме того, значение затрат $Z(r)$ показывает какую долю занимают ремонтно-эксплуатационные расходы в общей структуре затрат за срок службы оборудования. Важным условием, которому должно удовлетворять значение ремонтно-эксплуатационных затрат $Z(r)$, является конечность предела [5]:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \frac{Z(r)}{r} < \infty. \quad (2)$$

Решение задач оптимизации ремонта ЭО объектов энергетики с учетом технического состояния и определение предельных сроков его сверхнормативной эксплуатации на основе анализа ремонтно-эксплуатационных затрат $Z(r)$, приведено в работах [3–8].

Пятая компонента $Y(r)$ критерия управления (1) представляет собой матрицу управления состояниями процесса эксплуатации группы технологиче-

ски взаимосвязанного ЭО за наработку t . Матрица управления устанавливает взаимосвязь между состояниями процесса эксплуатации (ремонт, резерв, работа) ЭО одной технологической группы в соответствии с его техническим состоянием. Матричный метод управления состояниями процесса эксплуатации ЭО приведен в [3, 8].

Для управления техническим состоянием используют различные стратегии управления технической эксплуатацией ЭО. Известны три основные стратегии управления.

- **Стратегия 1** – стратегия аварийного управления, при которой плановые работы не проводят, а аварийные восстановительные работы осуществляют лишь после отказа ЭО. Стратегия аварийного управления позволяет наиболее полно расходовать заложенный в ЭО ресурс, но она приводит к частым длительным остановкам технологических процессов, что обуславливает большой ущерб и значительные затраты на аварийно-восстановительный ремонт. Поэтому в энергетике эта стратегия может применяться только для неотчетственного ЭО, отказ которого не сопровождается потерей генерирующих мощностей.

- **Стратегия 2** – стратегия управления по регламенту, согласно которой управляющие воздействия проводят периодически в плановые сроки, независимо от технического состояния ЭО, а в случае его отказа осуществляют его восстановление или замену. Оборудование эксплуатируется до сработки заранее определенного межремонтного ресурса. Величина межремонтного ресурса определяется для группы однотипного ЭО по статистическим данным и не учитывает реальных условий и режимов эксплуатации конкретного ЭО. По исчерпанию установленного срока службы ЭО либо снимается с эксплуатации, либо направляется на восстановительный ремонт.

- **Стратегия 3** – стратегия управления по техническому состоянию, когда управляющие воздействия проводят с учетом фактического состояния ЭО, определяемого методами технической диагностики. Оборудование эксплуатируется до наступления предельного состояния. После этого осуществляется предупредительный ремонт, объем которого соответствует техническому состоянию ЭО. Это позволит более полно использовать технический ресурс в целом и обеспечить надежную работу ЭО при минимальных затратах. Такая стратегия эффективна при эксплуатации сложного ЭО, ремонт которого связан с большими затратами. Однако целесообразность внедрения стратегии управления по техническому состоянию должна определяться технико-экономическими расчетами.

В практике эксплуатации ЭО различного назначения в той или иной степени применяют все описанные стратегии управления, в том числе и стратегию управления по техническому состоянию. К настоящему времени разработана целая гамма информационных систем, методов и средств контроля технического состояния и диагностики ЭО. Их широкое внедрение создает условия для реализации новой технологии эксплуатации ЭО с учетом технического состояния.

Выводы

1. Сформулированы основные положения управления техническим состоянием электрооборудования. Рассмотрены стратегии управления состоянием оборудования.

2. Разработана математическая модель оценки фактического сработанного и остаточного ресурса электрооборудования при воздействии на него эксплуатационных факторов. На базе этой модели предложено походить к определению режимных параметров электрооборудования в процессе эксплуатации на основе оптимального расхода технического ресурса. Предложены показатели и соответствующие расчетные выражения по оценке эффективности эксплуатации электрооборудования на заданном интервале наработки.

Библиографический список

1. **СО 153-34.20.501-2003.** Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ).
2. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28.08.2003 г. № 1234 – р. – 118 с.
3. **Назарычев А.Н.** Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / Савельева ; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 168 с.
4. **Назарычев А.Н., Таджикибаев А.И.** Модели расчета эксплуатационной надежности и управления техническим состоянием электрооборудования. – СПб.: ПЭИПК, 2002. – 39 с.
5. **Назарычев А.Н., Андреев Д.А.** Методические основы определения предельных сроков эксплуатации и очередности технического перевооружения объектов электроэнергетики / Иван. гос. ун-т. – Иваново, 2005. – 168 с.
6. **Назарычев А.Н., Таджикибаев А.И., Андреев Д.А.** Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций. – СПб.: ПЭИПК, 2004. – 64 с.
7. **Назарычев А.Н., Андреев Д.А.** Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 224 с.
8. **Назарычев А.Н., Андреев Д.А., Таджикибаев А.И.** Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / Под редакцией А.Н. Назарычева. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.