

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Общая емкость мирового рынка оборудования для электростанций оценивается в 30–40 млрд \$ ежегодно (включая стоимость строительства), причем основная доля сделок связана с поставками паровых и газовых турбин. Сюда следует добавить техническое обслуживание действующих электростанций и поставки запасных частей (25 млрд \$ ежегодно). Лидерами на рассматриваемом рынке являются компании General Electric (GE), Siemens и Alstom. Четвертый крупный поставщик – японская компания Mitsubishi Heavy Industries.

Руководство всех крупнейших компаний весьма оптимистически оценивает положение на рынке. В основе такого оптимизма лежит рекордный уровень заказов на оборудование для энергетики на ископаемом топливе, достигнутый в прошлом году. По данным консультационной фирмы Datamonitor, объем заказов на такое оборудование составил 115,5 ГВт, из которых на долю GE приходилось 32%, Siemens – 20% и Alstom – 17%. Если учитывать только газовые турбины, спрос на которые растет опережающими темпами, то лидерство GE становится еще более очевидным – на ее долю пришлось 44% заказов по сравнению с 27% у Siemens. В 1999 г. на долю газотурбинных систем пришлось 58% всех заказов на оборудование на ископаемом топливе, и эта доля, видимо, будет возрастать.

Alstom отчасти компенсирует свое третье место на рынке газотурбинных систем крупнейшей долей (24%) заказов на паротурбинные агрегаты. В прошлом году половина заказов приходилась на рынки Северной Америки, что было обусловлено динамичным ростом экономики США и либерализацией электроэнергетики. На долю рынков АТР и Среднего Востока приходилось 33% заказов и всего 9% – на долю европейских рынков.

Не остается сомнений в том, что отрасль находится на подъеме. Данные Datamonitor показывают, что заказы на оборудование в прошлом году увеличились на 15% по сравнению с 1998 г. и более чем на 50% превысили уровень 1997 г. Крупные производители газотурбинного оборудования набрали избыточные портфели заказов и стараются ввести в строй дополнительные производственные мощности. Руководство GE полагает, что в текущем году объем заказов на оборудование в целом возрастет на 10–12 ГВт, или на 10% по сравнению с 1999 г.

По мнению руководства Siemens, в ближайшие годы сохранится активный спрос на рынке США

и можно ожидать подъема на Среднем Востоке. На рынках АТР ситуация неоднородна, и расширение заказов зарегистрировано только на Таиланде и Филиппинах. В Европе в целом спрос остается вялым, и только в Италии отмечается мини-бум, связанный с приватизацией в электроэнергетике.

Коллегия Минпромнауки Российской Федерации обсудила основные положения «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» в части вопросов, входящих в компетенцию министерства. Было отмечено, что предприятия РФ к 2020 г. обеспечат до 95% потребностей отечественного топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в оборудовании, а доля импортного оборудования к 2010 г. снизится до 15–20%, а к 2020 г. – до 5–10%.

В настоящее время оборудование для отраслей ТЭК в большом объеме закупается по импорту, в то время как «Стратегия» предусматривает решение проблемы импортозамещения. Прогнозируется, что для этого отечественная промышленность освоит к 2030 г. 95–98% импортируемой номенклатуры для ТЭК, чтобы увеличить долю российского оборудования в закупаемом предприятиями ТЭК объеме.

Согласно данным Минпромнауки, доля выпуска оборудования для ТЭК на российских предприятиях сократилась за последние 10 лет до 30% от ранее производившегося. Причем 60–70% этой продукции экспортируется, а российские предприятия предпочитают закупать аналоги за рубежом. Кроме того, за последние десять лет доля российского оборудования на мировом рынке сократилась с 12 до 2,8%.

На заседании коллегии подчеркивалось, что основным приоритетом государственной политики в отраслях ТЭК на ближайшие годы станет развитие научно-технического потенциала, а также создание особо благоприятных условий для успешного развития инновационной деятельности.

В результате реализации программы «Стратегии» к 2020 г. (по сравнению с уровнем 2000 г.) ожидается, в частности, рост экспорта энергоресурсов на 38–56%, а также двукратное снижение удельной энергоемкости экономики страны.

Достижение поставленных целей преследует и программа внедрения новых технологий в области передачи электроэнергии путем создания гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока и устройств регулирования напряжения. Эта программа, разработанная РАО «ЕЭС России», предполагает в период 2003–

2012 гг. разработать и внедрить гибкие (управляемые) системы электропередачи переменного тока и устройства регулирования напряжения в ЕЭС России.

Актуальность проблемы обусловлена:

- недостаточной пропускной способностью межсистемных и системообразующих линий электропередачи, ограничивающей возможность удовлетворения требований свободного рынка электроэнергии при соблюдении условий надежного энергоснабжения;
- слабой управляемостью электрических сетей и недостаточным объемом устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, как следствие этого повышенным до опасных значений уровнем напряжения в сетях в периоды сезонного и суточного снижения нагрузки;
- неоптимальным распределением потоков мощности по параллельным линиям электропередачи различного класса напряжения, как следствие этого – недоиспользованием существующих электрических сетей, ростом потерь в сетях, увеличением затрат на передачу энергии.

Наиболее оптимально и комплексно указанные проблемы могут быть решены при применении новой технологии – **гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока, содержащих современные многофункциональные устройства**. Эти устройства объединены общепринятым термином «FACTS».

Устройства и технология FACTS основаны на передовых достижениях современной силовой электроники и устройств на их основе, а также комплексов, состоящих из электрических машин переменного тока и преобразователей частоты, микропроцессорных систем управления.

Применение этой технологии позволит электроэнергетике России выйти на самые передовые позиции в мире.

Технология гибких (управляемых) систем электропередачи охватывает все сегменты электроэнергетического хозяйства: генерацию, транспорт электроэнергии и ее потребление. Устройствами, обеспечивающими реализацию этой технологии, являются:

- управляемые статические преобразователи на базе современной силовой электроники и микропроцессорной техники;

асинхронизированные турбо- и гидрогенераторы на гидравлических тепловых и атомных электростанциях;

накопители электрической энергии различного типа в сочетании со статическими преобразователями;

- активные фильтры;
- асинхронизированные компенсаторы.

К устройствам FACTS можно отнести также:

- управляемые шунтирующие реакторы (УШР);
- статические тиристорные компенсаторы (СТК), являющиеся устройствами регулирования напряжения и обладающие не всеми свойствами классических устройств FACTS.

Электроэнергетическое оборудование является основой построения любых энергетических систем. Его уровень определяет надежность и устойчивость системы, качество энергоснабжения потребителей и влияние на окружающую среду, рост потерь в сетях и уровень затрат на передачу энергии.

Основными компонентами электроэнергетического оборудования являются силовое электрооборудование и устройства контроля, управления и диагностики.

К **силовому электрооборудованию** относятся: аппараты высокого напряжения (высоковольтные выключатели, разъединители, заземлители и короткозамыкатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, комплектные распределительные устройства); электрические машины (силовые трансформаторы, гидро- и турбогенераторы); силовые преобразователи (выпрямители, инверторы); изоляторы; силовые провода и кабели.

К **устройствам контроля, управления и диагностики** следует отнести: реле и релейную защиту; автоматизированные системы управления (АСУ); системы контроля и диагностики электрооборудования и энергетического хозяйства в целом.

В настоящем справочнике рассмотрены практически все группы энергетического электрооборудования, даны их основные технические параметры, что позволяет выполнить сравнительную оценку его характеристик на этапе выбора, отмечены особенности конструктивного исполнения, даны рекомендации по областям применения, указаны производители и их контактные данные.

СИЛОВОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Силовое электрооборудование высокого напряжения используется в электроэнергетических системах для формирования необходимых схем передачи энергии от ее места производства к потребителю как в нормальных эксплуатационных

режимах, так и в аварийных условиях, обеспечения непрерывного контроля за состоянием систем высокого напряжения, ограничения возникающих перенапряжений и токов КЗ в процессе эксплуатации.

Высоковольтные выключатели 110-750 кВ

С начала 80-х годов прошедшего века произошел качественный скачок в технологии выпускаемых высоковольтных коммутационных аппаратов: на смену масляным и воздушным выключателям пришли аппараты с использованием в качестве изоляционной и дугогасительной среды вакуума или газообразной шестифтористой серы (SF_6) – «элегаза».

Что касается выключателей высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжения (от 110 до 1150 кВ), элегазовые выключатели в технически развитых странах практически вытеснили все другие типы аппаратов.



Следует отметить, что существуют две крупные проблемы, связанные с развитием коммутационной аппаратуры высокого напряжения, – создание новых более совершенных конструкций и определение судьбы находящихся длительное время в эксплуатации (и часто устаревших) аппаратов.

Решением этих проблем и определяется лицо современного (мирового и отечественного) коммутационного оборудования.

Интенсивное внедрение вакуумной и элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что в настоящее время пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе или вакууме. Не получено новых видов диэлектриков, по совокупности своих электроизоляционных, дугогасительных и эксплуатационных свойств, превосходящих элегаз или вакуум.

Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза: при атмосферном давлении электрическая прочность элегаза в 3 раза выше, чем у воздуха, а уже при давлении элегаза 0,3–0,4 МПа его электрическая прочность выше, чем у трансформаторного масла; отключающая способность элегазовых коммутационных аппаратов при одинаковых условиях на 2 порядка выше, чем у воздушных выключателей.

Элегазовому оборудованию последних конструкций также присущи: компактность; большие

межревизионные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы; широкий диапазон номинальных напряжений (от 6 до 1150 кВ); пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания.

Вакуумные аппараты характеризуются максимальными значениями электрической прочности межконтактных промежутков (при расстоянии между контактами до 10–15 мм), высокой скоростью восстановления электрической прочности при отключении токов вплоть до аварийных, минимальными массой подвижных частей и энергией привода, минимальными габаритами и массой аппарата в целом, высоким коммутационным ресурсом.

Сейчас за рубежом ведущие фирмы практически полностью перешли на выпуск элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств (ОРУ) на классы напряжения 110 кВ и выше и комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ), а также вакуумных выключателей на напряжение 6–35 кВ.

Применение на средние классы напряжения элегазовой или вакуумной аппаратуры определяется как историческими условиями создания технологических баз, так и технико-экономическими показателями при производстве и эксплуатации. Каждый из указанных видов оборудования обладает как преимуществами, так и недостатками. Если вакуумные аппараты требуют менее мощные приводы и имеют, как правило, более высокий коммутационный ресурс, то элегазовые выключатели при коммутациях создают меньшие перенапряжения и, соответственно, облегчают работу изоляции другого энергетического оборудования.

Для снижения перенапряжения из-за среза тока при его отключении в вакуумных выключателях применяются специальные средства защиты (RC-цепи, ограничители перенапряжений).

Элегазовому оборудованию среднего напряжения традиционно отдают предпочтение во Франции, Италии, странах Скандинавии и Испании, а вакуумному – в Германии, Великобритании и Японии.

В целом можно считать, что доля элегазового оборудования на средние классы напряжения на мировом рынке устойчиво составляет 20–30% всего числа требуемых коммутационных аппаратов и по прогнозам будет увеличиваться.

Кроме ограничения области применения вакуумных выключателей по номинальному напряжению, току отключения КЗ, ограничению перенапряжений, нет других серьезных причин, ограничивающих применение вакуумных выключателей в тех или иных областях.

В области больших номинальных и отключаемых аварийных токов известны решения, при которых применяются как элегазовые, так и ваку-

умные дугогасительные устройства. Так, например, фирма ABB разработала и в течение 20 лет поставляет элегазовые генераторные выключатели. Фирмой Siemens разработаны вакуумные генераторные выключатели с номинальными токами отключения до 80 кА. Задача пропускания больших номинальных токов в вакуумных генераторных выключателях решается путем параллельного соединения нескольких вакуумных дугогасительных камер в каждом полюсе, что влечет за собой решения ряда технических задач.

Ресурс лучших вакуумных выключателей на средний класс напряжений достигает в настоящее время 40–50 тыс. при коммутации номинального тока и 100 операций при коммутации номинального тока отключения. При этом габариты и материалоемкость аппаратов уменьшаются при сохранении основных параметров и повышении надежности.

В последние годы особое внимание вызывала возможная экологическая опасность элегаза. В этой связи следует отметить, что несмотря на принадлежность к ряду фторидов, элегаз не включен в перечень веществ, которые подлежат запрету или ограничению в применении. Кроме того, общий вклад элегаза в «парниковый» эффект атмосферы составляет не более 0,2% (а доля элегаза электротехнического оборудования в этом вкладе на несколько порядков меньше).

Хотя преимущества элегазовых и вакуумных аппаратов очевидны, полный переход на их использование займет не один год и не одно десятилетие. При постоянно растущей доле современной аппаратуры в эксплуатации остается еще большое количество устаревших аппаратов.

В Единой национальной электрической сети эксплуатируется около 30 000 выключателей классов напряжения от 110 до 750 кВ. Распределение по классам напряжения: 110 кВ – 80,5%, 220 кВ – 15,2%, 330 кВ – 1,2%, 500 кВ – 3%, 750 кВ – 0,1%.

В сетях с напряжением 110 и 220 кВ большую часть выключателей составляют воздушные и масляные баковые выключатели. Среди выключателей 110 кВ масляные баковые выключатели составляют 58%, среди выключателей 220 кВ – 45%.

Маломасляные выключатели 110 и 220 кВ составляют 23% общего количества установленных выключателей (среди выключателей 110 кВ – 27%, среди выключателей 220 кВ – 17%).

Воздушные выключатели эксплуатируются в распределительных устройствах всех классов напряжения. Их количество составляет 18,6% общего числа выключателей, среди выключателей 110 кВ – 12%, 220 кВ – 35%, 330 и 500 кВ – 97%.

До 1996 г. в энергосистемах имелись единичные образцы элегазовых выключателей, которые можно было рассматривать как находящиеся в опытной эксплуатации. В последние годы коли-

чество элегазовых выключателей в распределительных устройствах всех напряжений постоянно увеличивается и уже составляет около 4%.

Значительная часть масляных и воздушных выключателей, эксплуатируемых в Единой национальной электрической сети, прежде всего напряжением 110 и 220 кВ, отработала установленный нормативными документами срок службы. К настоящему времени число таких выключателей составляет около 40%.

Сверхнормативный срок службы, применение выключателей в ненормированных для них условиях, конструктивный и заводские дефекты продолжают приводить к снижению надежности выключателей в работе, их повреждаемости и, как правило, к снижению системной надежности.

К 2005 г. должны быть заменены около 20% установленных сейчас выключателей, а к 2015 г. – 55%. За весь период 2001–2015 гг. должны быть заменены 15 418 выключателей напряжением 110 – 750 кВ. Динамика замен дана в табл. 1.

Таблица 1

Годы	Количество, шт.	Доля, в % количества установленных выключателей
2001–2005	9017	20,0
2006–2010	3659	13,9
2011–2015	2742	10,4

Программа технического перевооружения и реконструкции Единой национальной электрической сети предусматривает замену выключателей, отработавших свой ресурс. Прежде всего должна производиться замена воздушных и масляных выключателей серий: ВВН, ВВ, У, МКП, ММО. В первую очередь при замене должны использоваться элегазовые выключатели. При этом надо использовать новые отечественные разработки колонковых и баковых элегазовых выключателей типов ВГТ-110, ВГК-220, ВГБ-110 и др. По данным СИГРЭ в зарубежных сетях парк элегазовых выключателей составляет в различных классах напряжения: 110 кВ – 52%, 220 кВ – 55%, 330 кВ – 55%, 330 кВ – 69%, 500 кВ – 66%, 750 кВ – 92%, при этом среди выключателей, установленных за последние 10 лет, доля элегазовых выключателей составляет 93%.

В сетях Российской Федерации доля элегазовых выключателей в настоящее время не превышает 4% общего количества установленных выключателей. В сетях 110–220 кВ преобладают баковые масляные выключатели, а в сетях 330–750 кВ – воздушные выключатели. Эти выключатели не отвечают современным требованиям, в том числе по надежности, по коммутационному и механическому ресурсам, по объему ремонтных работ, массе и габаритам.

Ниже приведены некоторые рекомендации по применению выключателей 110–750 кВ при реконструкции и техническом перевооружении подстанций.

При внедрении элегазового оборудования для повышения качества и культуры эксплуатации, обеспечения безопасности и современных экологических требований необходимо оснащение энергосистем современным газотехнологическим оборудованием.

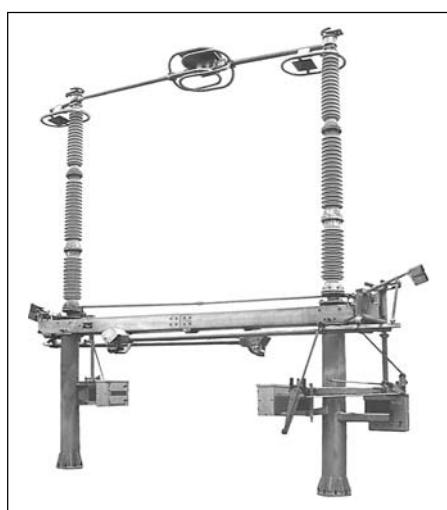
Для технического перевооружения следует использовать новые разработки колонковых и баковых выключателей ОАО «Уралэлектротяжмаш», ОАО «Электромеханический завод» – выключатели типов ВГТ-110, ВГК-220, ВГБ-110.

В качестве вводов заводы-производители начинают применять полимерные изоляторы для колонковых и баковых выключателей, что позволяет снизить массу выключателя, улучшить устойчивость к загрязнению и актам вандализма.

Эти рекомендации следует использовать в разработках российских производителей выключателей и принимать во внимание при заказах выключателей у зарубежных фирм.

Разъединители 110–750 кВ

Основными недостатками отечественных разъединителей, которые выпускались еще в 70–80-х годах, являются низкая точность изготовления деталей, неудовлетворительная коррозионная защита; несовершенство подшипников поворотных колонок разъединителей; низкое качество механических блокировочных устройств; несовершенство переключающих устройств; отсутствие герметизации и электроподогрева шкафов, в которых размещены переключающие устройства; ненадежность опорной фарфоровой изоляции, в особенности, у разъединителей на напряжение 110–220 кВ (недостаточно надежна опорная фарфоровая изоляция так же, как и у разъединителей на напряжение 330, 500 и 750 кВ).



Современное состояние разработок и производства разъединителей в России определяют такие производители, как ЗАО «ЗЭТО» и АББ-УЭТМ (Россия), г. Екатеринбург.

В настоящее время ЗАО «ЗЭТО», являющееся правопреемником ВЗВА, выполнил ряд перспективных разработок, в которых в качестве аналогов взяты лучшие зарубежные конструкции разъединителей, а именно разъединители серии РГ.

Разъединители серии РГ выполнены с повышенной электрической прочностью и улучшенными эксплуатационными свойствами. Присоединительные размеры новых разъединителей выбраны с учетом возможности установки их на существующие опорные конструкции разъединителей серии РДЗ.

На напряжения 330 и 500 кВ на базе зарубежных аналогов разработаны разъединители полупантографического типа серии РПГ. Разъединители серии РПГ имеют не только двигательные приводы главных ножей, но и двигательные приводы заземлителей (ранее на напряжения 330, 500 и 750 кВ разъединители имели двигательный привод ножей, но ручной привод заземлителей). Наличие двигательных приводов ножей и заземлителей в разъединителях РПГ позволит планировать их применение в полностью автоматизированных подстанциях.

Разъединители серии РПГ изготавливаются в виде отдельных полюсов и поставляются для монтажа однополюсных установок.

Для разъединителей полупантографического типа серии РПГ надежность в эксплуатации в настоящее время может быть гарантирована только за счет поставки надежных фарфоровых изоляторов зарубежного производства.

При достаточно современных конструкции и дизайне разъединители серии РГ могут быть достаточно надежны только при условии поставки опорных фарфоровых изоляторов зарубежного производства или при использовании опорных полимерных изоляторов, производимых в России рядом производителей (ЗАО «Энергия-21», ЗАО «Альфа Энерго», ЗАО «Феникс 88»).

Предприятием АББ-УЭТМ, г. Екатеринбург, изготавливаются разъединители серии SGF.

Двухколонковые разъединители серии SGF горизонтально-поворотного типа могут быть применены на высоковольтных подстанциях любого типа, с номинальным напряжением 110, 150, 220 и 330 кВ они выпускаются на номинальные токи от 1600 до 4000 А (в зависимости от типа). Для заземления отключенных участков цепи каждый полюс разъединителя может оборудоваться одним или двумя заземляющими ножами.

Однако, несмотря на современный подход к созданию разъединителей в ЗАО «ЗЭТО» на основе прототипов лучших образцов, производимых зарубежными фирмами, производство надежных

разъединителей коренным образом зависит от качества и надежности опорных изоляторов, используемых в конструкциях разъединителей.

Что касается разъединителей на напряжения 110, 150 и 220 кВ, производимых АББ-УЭТМ, г. Екатеринбург, то они базируются на разработках всемирно известной фирмы ABB и на надежной опорной изоляции, поставляемой зарубежными производителями. Это позволяет оценивать разъединители серии SGF производства АББ-УЭТМ как достаточно современные и надежные.

В настоящее время разъединители, выпускаемые в России, по своим рабочим эксплуатационным характеристикам на классы напряжений 110–220 кВ не уступают лучшим образцам изделий западных производителей (Германии, Франции, США, Японии и других стран).

В Единой национальной электрической сети эксплуатируется около 120 000 разъединителей классов напряжения от 110 до 750 кВ. Распределение по классам напряжения: 110 кВ – 84,5%, 220 кВ – 15,2%, 330 кВ – 750 кВ – 0,3%.

При техническом перевооружении рекомендуется замена разъединителей 110–750 кВ на новые, более совершенные, в том числе на разъединители серии РГ (РГН) напряжением 110–220 кВ и другие разъединители, выпускаемые совместными предприятиями России и ведущих зарубежных фирм.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Количество измерительных трансформаторов 110–750 кВ, установленных в энергосистемах, примерно на порядок превосходит количество крупных силовых трансформаторов. Ориентировочно количество измерительных трансформаторов тока, установленных на подстанциях России, составляет около 110 тыс., в том числе на напряжение 110 и 150 кВ – 82030, на 220 кВ – 18 150, на 330 кВ – 2830, на 400, 500, 750 кВ – 6700, а трансформаторов напряжения – около 90 тыс., в том числе на напряжение 110 и 150 кВ – 69 050, на 220 кВ – 15 000, на 330 кВ – 1600, на 500 кВ – 4000, на 750 кВ – 200.



ТГФ-110

Срок службы измерительных трансформаторов, установленных на подстанциях России, примерно соответствует срокам службы силового оборудования. Так на подстанциях МЭС Центра и МЭС Волги сроки службы более половины измерительных трансформаторов превосходят 20 лет. В некоторых энергосистемах положение еще сложнее, например в Челябэнерго более 85% измерительных трансформаторов имеют срок службы 30 лет и более.

Трансформаторы тока типа ТФЗМ 110–500 кВ и трансформаторы напряжения типа НКФ 110–500 кВ имеют существенный изъян – недостаточную защиту от атмосферной влаги. Это приводит к тому, что через 10–15 лет у трансформаторов напряжения и через 20–25 лет у трансформаторов тока влажность твердой изоляции достигает опасных значений (4–6%).

В отличие от трансформаторов тока, у трансформаторов напряжения частичные периодически повторяющиеся микроразряды при увлажнении возникают во всем объеме изоляции. Это приводит к замыканию части витков обмотки высокого напряжения и повышению напряжения на вторичной стороне. Трансформаторы напряжения, забракованные по показателям увлажнения изоляции или повышения напряжения на вторичной стороне, подлежат замене. Восстановление их невозможно.

Так, необходимо провести модернизацию защиты от увлажнения изоляции трансформаторов тока ТФЗМ 110–500 кВ и трансформаторов напряжения НКФ 110–500 кВ путем введения масляного затвора. При защите ее от увлажнения ресурс самой твердой изоляции трансформаторов тока ТФЗМ 110–500 кВ даже после работы его в течение 25–30 лет остается достаточно большим.

В настоящее время Раменским электротехническим заводом выпускаются антирезонансные индуктивные трансформаторы напряжения серии НАМИ 110–220–330–500 кВ, имеющие по сравнению с емкостными трансформаторами напряжения лучшую стабильность в наивысших классах точности, меньшие погрешности в переходных процессах, большую нагружочную способность и более выгодное соотношение стоимость/качество.

Нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН)

Важнейшим элементом для обеспечения надежности работы изоляции электрических сетей является совершенствование системы защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений на основе широкого внедрения ограничителей перенапряжения.

В настоящее время в большинстве энергосистем срок эксплуатации вентильных разрядников

превышает нормированный для них срок службы. Вентильные разрядники заменяются на ОПН, которые имеют лучшие защитные характеристики, что позволяет снизить воздействие перенапряжений на основное электрооборудование и тем самым продлить срок его службы и повысить надежность его работы.

Многообразие выпускаемых защитных аппаратов по их характеристикам и стоимости позволяет выбрать наиболее подходящий для потребителя аппарат в зависимости от параметров сети, назначения и места установки ОПН.



ОПН-220

один класс напряжения имеется несколько вариантов типов ограничителей с различными значениями наибольшего рабочего напряжения, защитными характеристиками, пропускной способностью и т.п. Это позволяет подобрать наиболее оптимальные параметры ограничителя в зависимости от схемы сети и ее параметров.

Качество и надежность ОПН определяются рядом факторов: качеством варисторов, использованием варисторов различного диаметра, что позволяет создавать одноколонковую конструкцию при высокой пропускной способности аппарата, проведением квалификационных и приемо-сдаточных испытаний ОПН по признанной во всем мире методике испытаний по МЭК 99-4.

В настоящее время в России используются ограничители перенапряжений как отечественных, так и зарубежных производителей.

К отечественным производителям относятся:

- ОАО «Корниловский фарфоровый завод» (КФЗ), г. С-Петербург. Это первый завод, который в России начал выпускать ОПН 110-750 кВ;
- ЗАО «Завод электротехнического оборудования» (ЗЭТО);
- ОАО «Феникс 88», г. Новосибирск;
- ЗАО «НИИ Защитных аппаратов» (НИИ ЗАИ), г. С-Петербург;

- ЛМ Электро, (ВЭИ), г. Москва;
- ЗАО «Комета-Энергомаш», г. Новосибирск;
- Центр энергетических защитных аппаратов (ЦЭЗА), г. С-Петербург.

Отечественные производители, как правило, базируются на зарубежных (Китай, Австрия) варисторах различного диаметра, создают одноколонковую конструкцию и проводят все заводские испытания в соответствии с методикой МЭК 99-4.

Однако ряд ограничителей отечественного производства требует эксплуатационного контроля (необходимые эксплуатационные проверки и их периодичность указываются в «Руководстве по эксплуатации»).

Только КФЗ имеет многоколонковую конструкцию ограничителей (18, 29 параллельных колонок, на класс напряжения 500, 750 кВ соответственно).

Ограничители перенапряжений на классы напряжения до 750 кВ имеются только в номенклатуре КФЗ и ЦЭЗА. «Феникс 88» выпускает ОПН на классы напряжения до 500 кВ. Остальные производители выпускают ОПН на классы напряжения 110–220 кВ.

Из зарубежных производителей наиболее широко представлены фирмы АББ-УЭТМ, г. Екатеринбург, и Siemens. Обе фирмы выпускают ограничители перенапряжений на классы напряжения 110–750 кВ, которые базируются на нестареющихся варисторах (не требуют эксплуатационного контроля), имеют высокую пропускную способность (энергоемкость аппаратов) и проходят весь комплекс испытаний, предусмотренных МЭК 99-4. Технические условия на ограничители АББ-УЭТМ утверждены РАО «ЕЭС России». Фирма Siemens получила в соответствии с приказом № 229 «Экспертное заключение» на предмет подтверждения соответствия функциональных показателей ограничителей перенапряжений отраслевым требованиям и условиям эксплуатации.

Фирма АББ-УЭТМ выпускает ОПН для защиты силовых преобразователей от грозовых и коммутационных перенапряжений четырех типов: EXLIM R, EXLIM Q, EXLIM P, EXLIM T.

Ограничители имеют одно- (для класса напряжения 110 кВ) и многоэлементную (для классов напряжения 220 кВ и выше) конструкцию. В зависимости от варианта выполнения покрышки удельная длина пути утечки составляет 2,0; 2,5 и 3,1 см/кВ, что соответствует степени загрязнения II, III и IV по ГОСТ 9920. Конструкция ограничителей предусматривает устройство, обеспечивающее сброс давления при внутреннем повреждении ограничителя, (взрывобезопасность) при токах КЗ, не превышающих 65 кА (для ограничителей EXLIM R, EXLIM Q, EXLIM P) и 80 кА (для ограничителей EXLIM P и EXLIM T).

В настоящее время фирма АББ-УЭТМ выпускает широкую номенклатуру ограничителей под-

весного исполнения для повышения грозоупорности линий электропередач (ВЛ), которые могут устанавливаться на бестросовых участках ВЛ, а также на ВЛ с тросовой защитой. Внешняя изоляция ограничителей выполняется из полимерных материалов. Ограничитель имеет устройство, указывающее на повреждение аппарата и гашение тока КЗ, возникающего при повреждении ОПН.

Следует учесть также, что фирмой АББ-УЭТМ разработана высокопрофессиональная техническая документация по применению и выбору ограничителей на русском языке.

Фирма Siemens выпускает ограничители для защиты ПС от грозовых и коммутационных перенапряжений двух типов: ЗЕР2 и ЗЕР3.

В настоящее время рекомендуется применение одноколонковых ограничителей, базирующихся на варисторах, не изменяющих своих характеристик в процессе эксплуатации, что позволяет исключить их эксплуатационный контроль. Пропускная способность ограничителей должна быть достаточной, чтобы обеспечить надежную работу в нормальных и аварийных режимах и ограничить грозовые и коммутационные перенапряжения до требуемого уровня.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ)

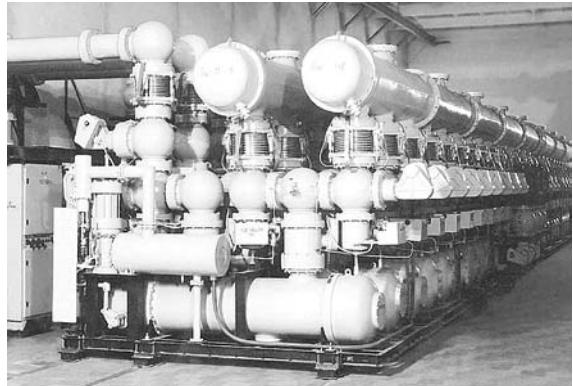
В последнее время в отечественной и мировой практике конкретизировались области применения КРУЭ: крупные города с большой плотностью застройки, труднодоступные районы, районы с сильно загрязненной атмосферой, районы с повышенной сейсмичностью и с суровыми климатическими условиями.

Несмотря на то, что серийное производство КРУЭ в России освоено с 70-х гг., масштабы применения КРУЭ у нас в стране пока не соответствуют современным мировым тенденциям – в России установлено всего около 350 ячеек КРУЭ на напряжение от 110 до 220 кВ (около 60% отечественного производства), 12 ячеек КРУЭ на 330 кВ, 6 ячеек КРУЭ на 500 кВ производства ABB (поставляются на Бурейскую ГЭС), в то время как, например, в Японии в тот же самый период выпущено около 7000 ячеек КРУЭ на напряжение от 77 до 800 кВ.

С другой стороны, в России КРУЭ разработаны на весь спектр номинальных напряжений – от 110 до 1150 кВ и фактически созданы комплектно-распределительные устройства третьего поколения.

Смена поколений КРУЭ, как правило, происходит не реже, чем в 6–8 лет.

К особенностям последнего поколения КРУЭ можно отнести: наличие не более одного разрыва до напряжения 362–500 кВ и не более двух разрывов до напряжения 800 кВ; токи отключения



КРУЭ-110

выключателей достигают 63 кА, номинальные токи – 8000 А; применение дугогасительных устройств с комбинированным принципом гашения дуги; наличие быстродействующих заземлителей на линейных выводах; применение систем диагностики практически всех важнейших характеристик; предъявление более высоких требований по надежности (при работе в некоторых режимах, например при отключении емкостных токов), а также повышение требований и по коммутационной способности после проведения рабочих операций; в отношении коммутационных аппаратов – выключателей и разъединителей, быстродействующих заземлителей; доминирующее использование в элегазовых выключателях автономных приводов – пружинных и гидравлических.

Ведутся также работы по совершенствованию КРУЭ путем объединения функций различных аппаратов в одном модуле (например, объединение функций выключателя, разъединителя и заземлителя в одном устройстве), путем создания КРУЭ с размещением 3 фаз в одной оболочке вплоть до напряжения 500 кВ.

Такие решения дают возможность сделать аппаратуру более компактной, уменьшить требуемые для КРУЭ площади и объемы помещений, повысить технико-экономические показатели.

В Единой национальной электрической сети КРУЭ эксплуатируются с 1979 г., когда в Мосэнерго были введены две подстанции 220/110 кВ: Елоховская (с КРУЭ отечественного производства) и Свиблово (с импортным оборудованием фирмы BBC).

С тех пор в эксплуатацию введено 266 ячеек КРУЭ 110 и 220 кВ, в том числе 110 кВ – 228 шт., 220 кВ – 38 шт. Большая часть из них (около 60%) выпущена ПО «Электроаппарат» и выделившимся из этого объединения ОАО «Энергомеханический завод». Okolo 40% ячеек поставлено зарубежными фирмами (ABB, Siemens, Alstom).

Okolo 80% ячеек эксплуатируются в Мосэнерго, остальные – в Ленэнерго, Тюменьэнерго, Свердловэнерго, Комиэнерго.

Для сопоставления уровня применяемости КРУЭ в России и за рубежом можно указать, что только предприятиями компании ABB поставлено в 75 стран мира около 9000 ячеек КРУЭ, из них около 200 ячеек на напряжение 550 кВ.

Ближайшими задачами в части внедрения КРУЭ являются: устранение недостатков, выявленных при эксплуатации отечественных КРУЭ; расширение районов применения КРУЭ, в первую очередь применение КРУЭ в районах с суровыми климатическими условиями и высокой сейсмичностью; внедрение современного газотехнологического и испытательного оборудования. Для повышения уровня эксплуатации КРУЭ, сокращения затрат и повреждаемости следует внедрять ряд современных автоматизированных систем диагностики и управления.

Изоляторы

Основным видом изоляции для линий электропередач являются подвесные тарельчатые изоляторы из закаленного стекла. В настоящее время быстро развивается производство полимерных подвесных длинностержневых изоляторов для ВЛ напряжением от 110 до 500 кВ. Наиболее широкое применение эти изоляторы находят на ВЛ 110 и 220 кВ.



Линейные изоляторы
10–135 кВ

Производство изоляторов на ОАО «ЮАИЗ» с 1996 г. сертифицировано по международному стандарту ISO 9001 как Госстандартом РФ, так и сертификационной организацией TUV CERT (Германия).

Выпускаемые ОАО «ЮАИЗ» подвесные тарельчатые изоляторы из закаленного стекла отвечают современному мировому уровню по основным техническим характеристикам и надежности.

Полимерные длинностержневые изоляторы, созданные на основе высокопрочных стеклопластиковых стержней, защищенных атмосферостойкой оболочкой с ребрами, называют «изоляцией

нового поколения». В настоящее время этот вид изоляции получает все более широкое применение за рубежом и в энергосистемах России. Причиной этого являются следующие преимущества полимерных изоляторов: высокая эксплуатационная надежность; малая масса (в 10–15 раз легче соответствующей гирлянды изоляторов); устойчивость к ударным механическим нагрузкам и актам вандализма, в том числе к расстрелам; удобство в монтаже и транспортировании; эстетичный внешний вид.

Среди отечественных производителей полимерных изоляторов наибольшее доверие вызывает предприятие ОАО «Энергия-21» (г. Южно-Уральск Челябинской области), организованное в 1993 г. по инициативе ЮАИЗ и ряда крупнейших энергосистем Уралэнерго.

Сегодня «Энергия-21» – это крупнейший в России производитель кремнийорганических полимерных изоляторов. За 7 лет им изготовлено и передано в эксплуатацию более 200 тысяч линейных полимерных изоляторов 20 типов: на все классы напряжения от 35 до 500 кВ, на все классы механической нагрузки от 70 до 160 кН и для всех РЗА (от 1 до 7). Это больше половины всех полимерных изоляторов, находящихся в эксплуатации на территории России. Ни на один из них за все время не поступило ни одной рекламации.

В настоящее время в России полимерные подвесные длинностержневые изоляторы выпускаются и рядом других производителей, из которых наиболее значимыми по уровню технологии производства и надежности:

- ЗАО «НПО Изолятор», г. С-Петербург;
- ЗАО «Полимеризолятор», г. Сосновый Бор Ленинградской области.

Полимерные подвесные длинностержневые изоляторы по своим техническим характеристикам соответствуют лучшим образцам зарубежных производителей таких изоляторов.

Опорные фарфоровые стержневые изоляторы на напряжение 110–220 кВ используются в качестве опорных изоляционных колонок разъединителей и в качестве изоляции шинных опор. В России опорные фарфоровые изоляторы на напряжение 110–220 кВ изготавливаются в настоящее время двумя основными производителями:

- ОАО «Электрофарфор» (г. Великие Луки);
- ОАО «ЭЛИЗ» (г. Пермь).

Опорные фарфоровые стержневые изоляторы российских производителей в настоящее время не обладают достаточной эксплуатационной надежностью, и их технические характеристики не соответствуют уровню передовых зарубежных производителей в Японии, Германии и других странах.

Опорные полимерные изоляторы, в первую очередь на напряжение 110 кВ, активно разраба-

тываются, а их производство уже освоено рядом производителей в РФ:

- ОАО «Энергия-21» (г. Южно-Уральск);
- ЗАО «Комета-Энергомаш» (г. Новосибирск);
- АО «Феникс-88» (г. Новосибирск);
- ООО «Альфа Энерго».

Лучшие образцы опорных полимерных изоляторов на напряжение 110 и 220 кВ, разработанных в России, не имеют аналогов за рубежом.

Арматура линий электропередачи представляет собой комплекс изделий, с помощью которых осуществляются:

- комплектование гирлянд подвесных изоляторов, обеспечивающих изолированное крепление проводов и изолированное или заземленное крепление грозозащитных тросов к опорам:

соединение проводов и тросов;

защита их от вибрации;

присоединение грозозащитных тросов к заземляющим контурам;

фиксирование проводов на заданном расстоянии друг от друга;

- предохранение гирлянд и проводов от раскачивания сверх допустимых пределов или подтягивание гирлянд, защита гирлянд изоляторов от повреждений повышенным напряжением.

Линейная арматура разделяется на десять основных групп, которые охватывают несколько сот типоразмеров изделий: сцепная арматура; поддерживающие зажимы; гасители вибрации; дистанционные распорки; балласты; защитная арматура; установочная арматура; натяжные зажимы; соединительные зажимы; контактная арматура.

Линейная арматура – это изделия массового применения, и для обеспечения безаварийной работы электроустановок необходимо жестко обеспечить стабильность характеристик этих изделий.

Основными производителями линейной арматуры в России являются:

- ОАО «Южноуральский арматурно-изоляторный завод» (г. Южно-Уральск);

- ОАО «Товарковский завод высоковольтной арматуры» (г. Товарково Тульской области).

В основном, линейная арматура, выпускаемая этими производителями в РФ, удовлетворяет мировому техническому уровню.

Силовые трансформаторы

На подстанциях 35–750 кВ энергосистем России работают 2500 силовых трансформаторов общей мощностью 573,7 тыс. МВт, что почти втрое больше установленной мощности электростанций. Под термином «трансформаторы» в дальнейшем подразумеваются трансформаторы и автотрансформаторы.

Распределение трансформаторов по классам напряжения дано в табл. 2.

Таблица 2

Класс напряжения, кВ	Доля, в % по мощности
110	7
220	36
330	12,5
500	37
750	6
1150	1,5

Наивысшее рабочее напряжение отечественных трансформаторов 1150 кВ, что является наивысшим уровнем в мире.

Динамика роста мощности и напряжения силовых трансформаторов представлена в табл. 3.

Максимальная мощность группы однофазных трансформаторов – 2000 МВ·А, трехфазных трансформаторов – 1250 МВ·А, что соответствует уровню ведущих зарубежных фирм.

По сравнению с генерирующим оборудованием силовые трансформаторы имеют меньшие сроки службы и требуют особого внимания (табл. 4).

Около 45% парка трансформаторов перешли за срок службы 20 лет, а около 30% – за 25 лет, выйдя за минимальный срок службы по ГОСТу. Без обновления парка к 2005 г. около 50% трансформаторов выйдут за 25-летний срок службы.

Таблица 3

Годы	Мощность трансформатора (группы), мВ·А, при напряжении обмотки ВН, кВ						
	110	220	330	400	500	750	1150
1950	3×60	3×46					
1955		3×60		3×90			
1960		120		3×135	3×135		
1965		240	400			3×333	
1970		630	1000		400	3×417	
1975							3×210
1980			1250		500	3×333	
1985					1000	3×417	
1990					3×533	3×533	3×417
1991	400				666	630	3×667

Таблица 4

Класс напряжения, кВ	Срок службы, лет	Доля трансформаторов, %
110	Более 40	8
220	30–40	18
330	20–30	29
500	10–20	30
750	До 10	15

Основные мероприятия технического перевооружения трансформаторного парка сводятся к обследованию и определению остаточного ресурса трансформаторов с большим сроком службы; замене выработавшего ресурс оборудования; продлению срока службы работоспособных трансформаторов; внедрению непрерывного контроля состояния наиболее ответственных трансформаторов.

В электрических сетях России эксплуатируются силовые масляные трансформаторы на напряжение от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от 5 кВ·А до 1200 МВ·А. Общее количество крупного трансформаторного оборудования составляет 2500 ед., в том числе трансформаторов – 630 ед., автотрансформаторов – 1640 ед. и шунтирующих реакторов – 230 ед.



TMG-220

По состоянию на 1999 г. на 17 324 подстанциях 35–750 кВ энергосистем России общая мощность установленных силовых трансформаторов составляла 573,7 ГВ·А (в том числе на 16 497 подстанциях 35–110 кВ – 269,9 ГВ·А).

Крупнейшие силовые трансформаторы, разработанные в нашей стране до 1991 г., находились на уровне продукции лучших зарубежных фирм, по некоторым параметрам они часто превышали мировой уровень. Это, например, сеймостойкий, особо компактный трансформатор ТЦ-666000/500 для Рогунской ГЭС, автотрансформатор УВН АОДЦТ-667000/1150.

Уже в 1958 г. были выпущены трансформаторы единичной мощностью 120 МВ·А, а в 1959 г. – первые в мире крупные однофазные трансформаторы 3×90 МВ·А для ВЛ постоянного тока ±400 кВ. К 1960 г. в сжатые сроки были освоены повышающие трансформаторы на напряжения 330 и 500 кВ, трехфазные автотрансформаторы мощностью 120–240 МВ·А на напряжения 220 и 330 кВ. В 1969 г. на Запорожском трансформаторном заводе (ЗТЗ) был разработан один из первых в мире трансформаторов мощностью 1000 МВ·А. Для блоков тепловых электростанций с турбогенераторами 800 МВт выпущены трехфазные трансформаторы мощностью 1000 МВ·А, для блоков мощностью 1000 МВт – трансформаторы групповой мощностью 1250 МВ·А на 500 и 750 кВ. Максимальная мощность группы однофазных трансформаторов на напряжение 500 кВ составляет 1600 МВ·А, а на напряжение 750 кВ – 1250 МВ·А. Для сетей УВН были разработаны автотрансформаторы 750/500 кВ и 750/330 кВ групповой мощностью 1250 и 1000 МВ·А соответственно.

Рекордными по величине рабочего напряжения являются автотрансформаторы 1150/500 кВ групповой мощностью 2000 МВ·А для линии 1150 кВ Экибастуз–Кустанай, было также разработано трансформаторное оборудование для линий постоянного тока напряжением 1500 кВ.

К концу 80-х годов в стране было около 20 специализирующихся на выпуске трансформаторов заводов, в первую очередь Московский и Запорожский заводы, а также заводы в городах Тольятти, Чирчик, Свердловск, Минск, Хмельницкий, Баку, Ереван и др. В г. Тольятти был создан стенд для электродинамических испытаний крупных силовых трансформаторов.

Крупнейшим был ЗТЗ, где была создана производственная и испытательная базы, позволяющие исследовать и изготавливать крупнейшие трансформаторы на напряжения до 1150 кВ, а также исследовательская база – Всесоюзный институт трансформаторостроения.

В настоящее время предпринимаются активные меры по развертыванию производства мощных трансформаторов в России, резко повышенено производство трансформаторов I-II габаритов.

По крупным трансформаторам проведены следующие разработки:

- на Московском электрозваводе: однофазный AT 167 МВ·А 500/220 кВ – серийное производство, однофазный AT 267 МВ·А 500/220 кВ и трехфазный AT 250 МВ·А 500/220 кВ – в освоении, блочный трансформатор 400 МВ·А 220 и 500 кВ прошел испытания. Изменена конструкция ШР 500 кВ для резкого снижения потерь и повышения надежности. Широко используются зарубежные комплектующие: вводы, РПН, а также материалы высокого качества – провода и картон;

- на ОАО «Уралэлектротяжмаш» – освоение масляных трансформаторов мощностью до 125 МВ·А, на напряжение до 220 кВ;
- на ОАО «Трансформатор» (г. Тольятти), кроме выпускавшихся со временем СССР трансформаторов 6–10–35–110 кВ и отдельных типов 220 и 500 кВ. Освоение трансформаторов 110 кВ до 200 МВ·А, 220 кВ до 400 МВ·А, возможен выпуск трансформаторов 135 МВ·А 500 кВ, подготовлен выпуск однофазного автотрансформатора 167 МВ·А 500/220 кВ.

Зарубежными фирмами выпускаются силовые трансформаторы на напряжения до 765 кВ, в Японии изготовлены и испытаны на месте установки три фазы по 1000 МВ·А группы 1050/525 кВ силового трансформатора для ВЛ 1000 кВ.

Максимальная мощность трехфазных трансформаторов крупнейших фирм 1000–1300 МВ·А, группы однофазных трансформаторов – 1500–2000 МВ·А (на уровне отечественных машин). Следует отметить, что рост единичной мощности зарубежных трансформаторов наблюдался только до середины 80-х гг.

ОАО «ЗТЗ» (Украина) в состоянии выпускать автотрансформаторы 220–750 кВ с РПН, трансформаторы 220–500 кВ с РПН, трехобмоточные трансформаторы до 300 МВ·А 220/500 кВ.

Весьма актуальным для современных трансформаторов является снижение потерь. Введенное за рубежом в последние 10–15 лет понятие «капитализированные потери» (стоимость электроэнергии, расходуемой на потери в трансформаторе за все время срока его службы) используется для оценки экономичности трансформатора. Приближенно считают трансформатор неэкономичным, если капитализированные потери превышают его стоимость.

Отечественные трансформаторы из-за худшего качества стали иметь существенно большие потери холостого хода, для распределительных трансформаторов, например, эти потери в 1,2–1,5 раза больше, чем у зарубежных. Это резко снижало конкурентоспособность наших трансформаторов.

Можно отметить внимание зарубежных фирм к трансформаторам для продольно-поперечного регулирования потоков мощности в сетях. Для этой цели созданы мощные трансформаторные агрегаты, например изготовленный фирмой Trafo-Union блок трансформаторов проходной мощностью 1500 МВ·А с перегрузкой до 2250 МВ·А.

Опыт показывает, что продление срока службы до 30–40 лет возможно при условии грамотного обслуживания, наблюдения за состоянием трансформатора и своевременного устранения развивающихся дефектов.

Аналогична ситуация со старением парка силовых трансформаторов и в мире. По данным организации Newton-Evans Research Company

в мире из почти 100 тыс. трансформаторов в магистральных сетях 25% считаются «критическим оборудованием» (большая наработка, признаки дефектов, особая роль в системе). Для наблюдения за состоянием этих трансформаторов 13% из них оснащены системами мониторинга, в ближайшие годы предполагается довести эту цифру до 36%.

В ходе технического перевооружения энергосистем СССР в 70-х годах были заменены почти все сетевые трансформаторы 400 кВ. В 1975–1990 гг. была проведена частичная замена автотрансформаторов 500 кВ первых конструкций.

Первоочередной задачей сейчас является обследование парка трансформаторов с выявлением объектов, нуждающихся в ремонте или замене.

Практическая невозможность замены всех старых трансформаторов на новые ставит задачу совершенствования системы наблюдения и ухода за оборудованием.

Такая система направлена на проведение стратегии обслуживания по техническому состоянию оборудования. Она позволяет в динамике оценить изменения контролируемых параметров и своевременно провести мероприятия по поддержанию работоспособности трансформатора.

Выход в ремонт по результатам оценки технического состояния позволяет значительно сократить объемы капитальных ремонтов. Так, по результатам обследования трансформаторов с большими сроками службы, проведенного ВНИИЭ, Техносервис-Электро и другими организациями, срочного вывода требуют не более 2% трансформаторов, капитальный ремонт нужен 20–25% старых трансформаторов, незначительные ремонтные работы нужны для 30–35%, 40–50% обследованных трансформаторов могут работать без ограничений.

За рубежом большое значение придается использованию систем непрерывного контроля состояния наиболее ответственных трансформаторов, в нашей стране такие разработки практически отсутствуют.

Наиболее квалифицированное решение по работоспособности трансформатора может быть получено с применением экспертных систем, разработки которых успешно ведутся за рубежом, в начальной стадии такие разработки ведутся и нашими организациями.

Новые тенденции в создании и эксплуатации силовых трансформаторов за рубежом приведены ниже.

Расширяется применение сердечников из аморфных сплавов для трансформаторов со сниженными потерями холостого хода.

Быстро развивается трансформаторостроение с использованием элегазовой изоляции, что решает многие вопросы экологии и пожаробезопасности.

Перспективы развития сверхпроводниковых трансформаторов достаточно широки, созданы действующие прототипы мощностью до 10 МВ·А на высокотемпературных сверхпроводниках.

Новая разработка концерна ABB – взрыво- и пожаробезопасные трансформаторы без масла с обмоткой, выполненной кабелем с полиэтиленовой изоляцией и воздушным охлаждением типа «Dryformer». Изготовлены прототипы мощностью 10–20 МВ·А на напряжение до 140 кВ.

Стремление полностью использовать ресурс трансформатора привело к новой концепции обслуживания: переходу от обслуживания по расписанию к системе обслуживания по фактическому состоянию и далее – к обслуживанию по обоснованной надежности (Reliability Centered Maintenance), в том числе продолжение эксплуатации дефектного оборудования с приемлемой степенью риска. При этом предполагаются снижение до минимума необходимых отключений трансформаторов, широкое внедрение мониторинга и использование экспертных систем оценки работоспособности. По возможности используется восстановление свойств изоляции в полевых условиях – сушка, очистка, дегазация и восстановление свойств масла во время работы («омоложение» изоляции).

Первоочередные задачи:

- проведение обследования трансформаторов с большим сроком службы по единой методике с уточненными критериями оценки состояния трансформаторов;
- проведение программы реконструкции и перевооружения с заменой морально устаревших и выработавших ресурс трансформаторов и с продлением срока службы работоспособного оборудования;
- разработка приемов продления срока службы трансформаторов, включая замену вводов, очистку и регенерацию масла во время работы, «омоложение» твердой изоляции, в том числе с помощью «моющих» составов;
- разработка и внедрение новых эффективных методов контроля состояния трансформаторов, в том числе непрерывного контроля в работе, экспертных систем оценки работоспособности трансформатора, методов оценки остаточного ресурса, позволяющих продлить эксплуатацию трансформатора до обоснованно допустимого износа.

Гидрогенераторы

Основная часть вырабатываемой ГЭС России электроэнергии (54,2%) приходится на гидрогенераторы большой мощности (200–640 МВт). Российская гидроэнергетика отличается значительно большей долей крупных ГЭС, чем в мире: из 120 ГЭС в мире мощностью 1000 МВт и более российских – 10, т.е. 1/12 часть.

Экономический гидропотенциал России – 850 млрд кВт·ч в год используется в европейской части страны на 46,4%, в Сибири – на 19,7% в восточных регионах – на 3,3%.

Максимальная мощность отечественных гидрогенераторов составляет 640 МВт, что соответствует зарубежному уровню. Однако доля российских ГЭС в мировой гидроэнергетике неуклонно снижается.

Для 77% отечественных гидрогенераторов истек нормативный срок службы по ГОСТу. Для отечественных гидрогенераторов существенно выше доля машин, отработавших 30 лет и более. Большая часть этих машин реконструирована или реконструкция начата (для срока службы 30–40 лет – 53%, более 40 лет – 75%). Ввод новых мощностей за последние 20 лет существенно отстает от среднего мирового уровня.

Можно выделить следующие основные направления развития ГЭС и их оборудования в России на ближайшее будущее:

- проведение обследования работоспособности гидрогенераторов, отработавших нормативный срок службы, продление срока службы гидрогенераторов до 50 лет, реконструкция и модернизация оборудования;
- повышение использования гидропотенциала рек России за счет завершения строительства ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке, проектирования новых ГЭС в регионах с нехваткой электроэнергии;
- в европейской части России - постройка гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) для выравнивания графиков нагрузки и покрытия пиковых мощностей;
- разработка для ГАЭС двигателей-генераторов с регулируемой частотой вращения на основе асинхронизированных синхронных машин, имеющих повышенный КПД насосо-турбины и способных участвовать в регулировании режима в энергосистеме;
- проектирование крупных приливных электростанций на севере европейской части России и на Дальнем Востоке. Варианты выполнения: в качестве генераторов используются асинхронизированные синхронные машины, работающие на ВЛ переменного тока; генераторы с переменной частотой вращения, работающие через преобразователи на ВЛ постоянного тока.

Гидрогенераторы для равнинных ГЭС со средними напорами – низкооборотные машины с большим диаметром ротора, при самых больших мощностях – с форсированными системами воздушного охлаждения, для самых мощных – с водяным охлаждением проводников статора.

Гидрогенераторы для высоконапорных ГЭС – машины с большой частотой вращения, высокой степенью использования активных материалов,

с форсированными системами охлаждения вплоть до полностью водяного охлаждения.

Капсульные гидрогенераторы для ГЭС с малыми напорами, для приливных ГЭС – машины с очень высокой степенью использования активных материалов, малым зазором, трудно доступной для ремонта конструкцией.

Обратимые двигатель-генераторы для ГАЭС – как и для высоконапорных ГЭС – сравнительно высокооборотные, сконструированные с учетом частых изменений режима работы, приспособленные для пуска в насосном режиме, как двигатель.

Асинхронизированные гидрогенераторы – для ГЭС с резкими изменениями напора и для ГАЭС для регулирования потребления в насосном режиме и повышения КПД турбины. Освоены для ГАЭС в Японии, начинается ввод таких машин в Европе.

На 98 ГЭС России эксплуатируются гидрогенераторы общей установленной мощностью 44 тыс. МВт и единичной мощностью до 640 МВт. На 64 ГЭС мощностью 30 МВт и более работают 395 агрегатов общей мощностью 42,7 тыс. МВт.

Все работающие на гидроэлектростанциях России генераторы изготовлены заводами СССР: «Электросила» (г. С.-Петербург), «Уралэлектротяжмаш» (г. Екатеринбург), «Электротяжмаш» (г. Харьков), «Сибэлектротяжмаш» (новое название «Элсиб», г. Новосибирск).

Наиболее мощными из тихоходных, предназначенные для равнинных ГЭС, являются гидрогенераторы Волжских ГЭС, изготовленные заводом «Электросила» (мощностью 123,5 МВА, частотой вращения 68,2 об/мин), для сибирских рек создавались более быстроходные гидрогенераторы: для Братской ГЭС (264,7 МВА на 125 об/мин). Красноярской ГЭС (500 МВт на 93,8 об/мин). Последние выполнены с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора и форсированным охлаждением обмотки возбуждения. На Красноярской ГЭС отрабатывалась конструкция будущих генераторов Саяно-Шушенской ГЭС (640 МВт на 142,8 об/мин). На них были применены современная система изоляции, новые схема и конструкция обмотки статора. Форсированная мощность этих генераторов составляет 720 МВт.

Мощные быстроходные гидрогенераторы выпущены также заводом «Уралэлектроаппарат» (ныне – «Уралэлектротяжмаш» (УЭТМ), г. Екатеринбург). В их числе гидрогенераторы для Усть-Илимской, Чиркейской и Нуракской ГЭС мощностью соответственно 240, 250 и 300 МВт. Особенностью следует отметить машины Нуракской ГЭС, на которых заводом было опробовано непосредственное охлаждение водой обмоток статора и ротора.

Этим же заводом разработан рекордный по мощности среди высокоскоростных машин гид-

рогенератор для Рогунской ГЭС (600 МВт на 166,7 об/мин) с полным водяным охлаждением.

Для ГЭС с небольшими напорами воды созданы отечественные капсульные гидрогенераторы. Это горизонтальные машины, обладающие целым рядом специфических особенностей. Крупнейшим, в свое время, в мире стал изготовленный заводом «Электросила» капсульный гидрогенератор для Саратовской ГЭС (45 МВт на 75 об/мин) с полным водяным охлаждением, являющийся выдающимся достижением мирового гидрогенераторостроения.

Заводом УЭТМ для Загорской ГАЭС изготовлены обратимые двигатель-генераторы мощностью 200 МВт на 150 об/мин.

В нашей стране впервые в мире были созданы асинхронизированные гидрогенераторы. На Иловской ГЭС с 1961 по 1986 г. успешно эксплуатировались созданные на заводе «Электросила» асинхронизированные гидрогенераторы мощностью 40 МВт. Тем же заводом для опытной Кислогубской приливной электростанции спроектирован и изготовлен в 1968 г. асинхронизированный генератор мощностью 400 кВт с трехфазной обмоткой на роторе, допускающий работу с широкими пределами изменения частоты вращения.

Асинхронизированные гидрогенераторы позволяют значительно повысить эффективность использования турбины в условиях изменяющегося напора воды, регулировать потребление мощности в насосном режиме, участвовать в системе автоматического регулирования частоты в энергосистеме.

Опыт создания в нашей стране асинхронизированных машин позволяет развернуть разработки мощных двигателей-генераторов с регулируемой частотой вращения для ГАЭС и гидрогенераторов для ГЭС с резкими колебаниями напора, а также для приливных ГЭС.

Разработанные отечественные гидрогенераторы до настоящего времени по своим технико-экономическим показателям и надежности находятся на уровне лучших зарубежных машин. Наблюдавшееся ранее отставание от передового зарубежного опыта в области создания и освоения автоматизированных систем диагностики, в частности экспертных систем постановки диагноза, в последнее время устраняется.

Важнейшей проблемой нынешнего этапа состояния и перспектив использования парка отечественных гидрогенераторов, как и у других стран с высокоразвитой электроэнергетикой, является его старение.

Проведенные по данным Федеральной Энергетической комиссии США расчеты показывают, что расходы на эксплуатацию существенно возрастают после 20 лет работы и если агрегат служит 60-80 лет, достигают пятикратной величины по сравнению с начальной.

К сожалению, активно проводившиеся в конце 80-х годов реконструкция и техническое перевооружение ГЭС нашей страны, включавшие замену обмоток статоров крупнейших гидрогенераторов на Братской ГЭС, Волжских ГЭС и других электростанциях, замену разъемных статоров гидрогенераторов, модернизацию подпятников и прочего, резко снизили свои темпы, хотя необходимость поддержания надежности и реконструкции оборудования не уменьшилась. В настоящее время проводится только восстановительный ремонт. Всего за период 1990–1995 гг. было выполнено 45 капитальных ремонтов с заменой всех основных узлов машин и их систем возбуждения.

Темпы старения оборудования зарубежных ГЭС не уступают отечественным, однако в большинстве развитых стран имеются обширные действующие программы модернизации ГЭС и соответственно программы обследования состояния оборудования, развиваются методы и средства контроля и диагностики состояния.

Турбогенераторы

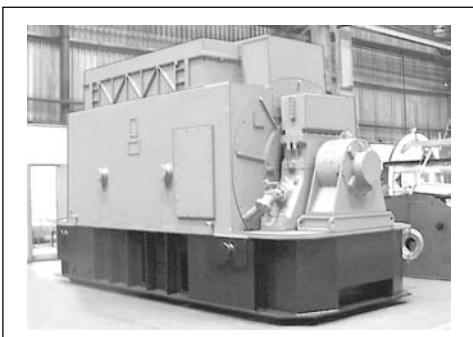
На теплоэлектростанциях (ТЭС) России эксплуатируются около 1200 синхронных турбогенераторов суммарной мощности около 150 ГВт. Большая часть общей мощности (58%) – турбогенераторы 100-320 МВт, все они отечественного производства.

Распределение турбогенераторов по предельным мощностям и системе охлаждения дано в табл. 5.

Таблица 5

Вид охлаждения	Мощность турбогенераторов, МВт	
	В России	За рубежом
Водо-водородное	1200	1100
Водяное	800	750
Воздушное	160	450

В сравнении с США структура турбогенераторов России несколько сдвинута в сторону меньших мощностей. Большинство отечественных турбогенераторов имеет большую надежность, чем турбогенераторы США и меньшую надежность, чем турбогенераторы фирм ABB и Siemens/KWU новейших серий.



Турбогенератор

Отечественные турбогенераторы с водо-водородным охлаждением находятся на уровне лучших зарубежных, а по ряду показателей их превосходят. Пример: единая унифицированная серия турбогенераторов ТВВ-ЕУ имеет надежность на уровне лучших зарубежных машин.

Турбогенераторы с полным водяным охлаждением и диапазоном мощностей 50–800 МВт не имеют аналогов за рубежом.

Турбогенераторы с воздушным охлаждением освоены производством в России лишь до мощности 160 МВт, за рубежом — до 300 МВт.

В целом, парк установленных на ТЭС в России турбогенераторов работает надежно, что в значительной степени объясняется принятой у нас системой профилактических испытаний, ремонтов и контроля, а также специальных программ обследований.

Повышение надежности и уменьшение остаточного ресурса обеспечиваются за счет своевременного (на ранней стадии развития) выявления и качественного устранения дефектов оборудования. Оптимизация затрат на модернизацию генераторов обеспечивается за счет выявления узлов конструкции, подлежащих замене. Оптимизация затрат на техническое перевооружение обеспечивается за счет выявления генераторов, требующих первоочередной (срочной) замены, а также генераторов, замена которых экономически более оправдана, чем модернизация из-за повышенных затрат на ремонтное обслуживание.

Кроме того, диагностическое обслуживание генераторов является важнейшей составной частью комплекса мероприятий, обеспечивающих переход от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по техническому состоянию. При этом обслуживание генераторов, переводимых на ремонт по техническому состоянию, с использованием современных методов ремонтной диагностики позволяет устранить дефекты, находящиеся на ранней стадии развития, оценить на начальной стадии внедрения системы ремонта по техническому состоянию предельные значения межремонтных интервалов, уточнить необходимый объем методов и средств оперативной диагностики, обеспечивающих надежную эксплуатацию и сохранение ресурса генераторов.

При этом можно утверждать, что при выполнении соответствующих мероприятий срок службы большинства работающих турбогенераторов можно будет продлить до 50–60 лет.

В настоящее время наметились следующие тенденции:

- замена старых пожароопасных турбогенераторов с водородным охлаждением на пожаробезопасные с водяным и воздушным охлаждением;
- расширение применения турбогенераторов с воздушным охлаждением для газотурбинных и парогазовых установок.

Более 50% общего числа турбогенераторов России отработали установленные ГОСТом минимальные сроки службы.

Перспективным направлением является создание новых асинхронизированных турбогенераторов (АСТГ), что позволит:

- расширить диапазон регулирования реактивной мощности, не достижимый для синхронных турбогенераторов, а это – решение проблемы распределения потоков реактивной мощности, снижение потерь в энергосистеме, нормализация уровней напряжения в электрических сетях;
- повысить устойчивости работы энергосистемы в целом.

Аналогов в мировой практике нет. Имеется опыт эксплуатации двух АСТГ 200 МВт более 10 лет на Бурштынской ГРЭС, Украина, производства – «Электросила», г. С.-Петербург.

В настоящее время стоит задача организации широкого внедрения АСТГ при техническом перевооружении ТЭС, энергоблоки которых работают в линиях электропередач 220 кВ и выше.

Применение АСТГ позволит нормализовать уровни напряжения на электростанциях, что способствует продлению ресурса работы существующего парка синхронных турбогенераторов.

АСТГ, имея две обмотки возбуждения и соответствующую систему регулирования, может работать устойчиво как в режимах выдачи, так и потребления реактивной мощности.

Установленный на ТЭС такой турбогенератор, работая параллельно с синхронным, обеспечивает работу последнего в режиме выдачи реактивной мощности. АСТГ же при этом работает в режиме потребления, что для него является расчетным режимом. Тем самым повышается ресурс работы существующих турбогенераторов.

Анализ показывает, что в среднем процентное соотношение АСТГ к синхронным гидрогенераторам может составлять от 20 до 50%.

Силовые преобразователи

Электрическая энергия характеризуется величиной, частотой и формой напряжения и тока. Все основные источники (ТЭС, ГЭС, АЭС) вырабатывают электроэнергию на промышленной частоте (50, 60 Гц).

В то же время доля электроэнергии, потребляемой в преобразованном по параметрам виде, уже сейчас составляет более 60% всей вырабатываемой.

Согласование характеристик генерируемой и потребляемой электроэнергии осуществляется с помощью силового электрического оборудования – статистических вентильных преобразователей.

В настоящее время в подавляющем большинстве случаев применяются преобразователи на основе полупроводниковых вентилей.

Электроэнергия используется в виде:

- тока промышленной частоты (50 или 60 Гц);
- постоянного тока (более 25% всей вырабатываемой электроэнергии);
- переменного тока повышенной (более 50 или 60 Гц) или пониженной стабилизированной или регулируемой частоты;
- в виде тока несинусоидальной (например, импульсной) формы.

В соответствии с этим преобразователями электроэнергии являются:

- выпрямители (преобразование переменного тока в постоянный);
- инверторы (преобразование постоянного тока в переменный);
- преобразователи частоты (преобразование переменного тока одной частоты в переменный ток другой частоты);
- регуляторы напряжения сетей постоянного и переменного тока.

Методы и средства, обеспечивающие преобразование параметров электроэнергии с помощью электронных приборов, осуществляющих коммутацию электрических цепей без значительных потерь энергии, т.е. с весьма высоким КПД, относятся к силовой электронике (СЭ).

Освоение массового промышленного производства силовых полупроводниковых приборов (диодов, транзисторов, триисторов) вывело силовую электронику в ряд ведущих технологий, обеспечивающих научно-технический прогресс.

Во всех сферах человеческой деятельности, где используется электроэнергия, применяются силовые полупроводниковые преобразователи. Силовое электронное оборудование выпускается во всем требуемом диапазоне мощностей (до десятков МВ·А) и частот (до сотен кГц).

Силовая электроника, являясь одной из ведущих технологий, широко применяется в промышленности, инфраструктуре, жилищно-коммунальном хозяйстве, коммерции и сфере быта, оказывая огромное влияние на состояние экономики промышленно развитых стран.

Одной из наиболее важных эффективных областей применения СЭ является электроэнергетика. Современные системы генерирования, передачи, распределения и потребления электрической энергии немыслимы без использования СЭ. Системы возбуждения электрических генераторов, собственные нужды электростанций, преобразовательное оборудование систем передачи энергии постоянным током, статические компенсаторы реактивной мощности и управляемые реакторы, оборудование электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (солнечные, ветряные), применяемый в электроэнергетике регулируемый электропривод, не говоря уже о вспомогательном, но не менее важном, обо-

рудовании питания систем безопасности, охранной сигнализации, контроля и управления и т.д., основаны на применении силового электронного оборудования.

Прогресс и повышение экономической эффективности электроэнергетики в значительной степени определяются СЭ, особенностью которой является ее исключительно быстрая окупаемость.

Основными производителями силового электронного оборудования для электроэнергетики являются: ЗАО «ЭЛСИЭЛ», г. Москва, ОАО «Электрические управляемые реакторы», г. Раменское, ОАО «Запорожский завод «Преобразователь», г. Запорожье, ООО АББ «Автоматизация», г. Чебоксары.

Силовые кабели и провода

Кабельная промышленность не может существовать и развиваться независимо от электротехнической и энергетической отраслей. Тенденции развития этих отраслей напрямую влияют на общие тенденции развития мировой кабельной промышленности, к которым относятся: рост объемов рынков на уровне 3,5–4 % в год; постоянное изменение соотношения кабельные изделия/области применения; смещение кабельного производства в сторону развивающихся рынков; дальнейшее снижение рентабельности кабельной продукции и прибыли производителей кабелей и проводов; повышение роли и влияние международных кабельных компаний. В Российской Федерации замедление или снижение объемов производства промышленной продукции в последние годы зеркально отражает негативную динамику в электротехническом производстве и в кабельной промышленности, в частности.

Особое место в общем объеме производства занимают так называемые силовые кабели на среднее напряжение (80% от объема производства силовых кабелей). Рост доходов от их производства оценивается приблизительно в 4% в год.

В настоящее время в промышленно развитых странах Америки, Европы и Японии практически на 100% производятся кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (ПЭ).

В России 97% объема потребления приходится на кабели с пропитанной бумажной изоляцией. Однако практически все крупные энергосистемы ориентируются на широкое применение в распределительных сетях кабелей с изоляцией из сшитого ПЭ, особенно если цены на те и другие кабели будут соизмеримы.

Кабели с изоляцией из сшитого ПЭ имеют лучшие эксплуатационные показатели (такие как длительно допустимую рабочую температуру, температуру при перегрузках, стойкость к токам КЗ, нагрузочную способность и др.) по сравнению с кабелями с пропитанной бумажной изоляцией.

Прогноз развития производства кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого ПЭ в Российской Федерации, по данным ОАО «ВНИИКП», следующий.

В период 2002–2006 гг. планируются организация и расширение производства кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого



АПвВ

ПЭ на ряде кабельных заводов России:

- совместное предприятие ЗАО «АВВ–Москабель» заканчивает монтаж второй специализированной линии газовой вулканизации для производства кабелей на напряжение 10–35 кВ с пуском в начале 2003 г., что увеличивает планируемые объемы выпуска кабелей в одножильном исполнении до 3000 км/год (1000 км/год в пересчете на трехжильные кабели);

- ОАО «Камкабель» устанавливает технологическую линию для производства кабелей на напряжение 10 кВ, закупленную у фирмы *Maillefer* (Финляндия) с современным оснащением для контроля качества кабелей. Постановка на производство планировалась в середине 2003 г. Проектная производительность линии составляет 3270 км/год одножильного кабеля по базовой марке АПвПг 1×240/35 мм², 10 кВ или около 1000 км/год в приведении к трехжильному кабелю;

- В ЗАО «Кавказкабель» в настоящее время проходят технологические испытания линии фирмы *Rosendal* по производству кабеля на напряжение 10 кВ с проектной производительностью примерно 1000 км/год в приведении к трехжильному кабелю;

- ОАО «Иркутсккабель» закупает линию газовой вулканизации для изготовления кабелей на напряжение 10–35 кВ с планируемым вводом в эксплуатацию в конце 2003 – начале 2004 г.

Прогнозы частичного замещения рынка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на кабели с изоляцией из сшитого ПЭ составлены с учетом постепенного освоения рынка и, соответственно, вводимых производственных мощностей. Разработан график ввода производственных мощностей на каждую технологическую линию.

Кабели с изоляцией из сшитого ПЭ (АПвПг) будут замещать на рынках продаж кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовых и алюминиевых оболочках (АСБл). В настоящее время условный лимит цены на базовую марку кабеля АПвПг 1×240/35 мм², 10 кВ составляет \$ 5500/км (в пересчете на трехжильный кабель соответствует \$ 16500/км. В 2003 г. цены на кабель с бумажной изоляцией составили \$ 14565/км (в пересчете на трехжильный кабель).

В период между 2005–2006 гг. цены на рассматриваемые типы кабелей могут уравняться.

Система распределения электроэнергии является самой проблемной и затратной частью электроснабжения. Особую роль в ней играют распределительные сети (воздушные и кабельные сети выше 0,4 кВ, распределительные пункты 6 (10) кВ, трансформаторные пункты 6 (10)/0,4 кВ, воздушные и кабельные сети 1000 В, системы автоматики и учета).

До настоящего времени продолжается эксплуатация и, к сожалению, строительство воздушных линий (ВЛ) электропередачи 6 (10) кВ с голыми проводами. В распределительных сетях 6 (10) кВ отключения ВЛ составляют от 40 до 90% общего количества аварийных отключений при нормальных климатических условиях.

Сейчас изоляторы с уровнем изоляции 10 кВ заменяют изоляторами с уровнем 20 кВ. Это дает положительные результаты, но не позволяет резко сократить эксплуатационные затраты.

Было принято решение монтировать воздушные электрические сети 0,4 кВ самонесущими изолированными проводами.

Предлагаются следующие технические решения по повышению надежности работы ВЛ электропередачи 6 (10) кВ.

1. Вновь монтируемые и реконструируемые ВЛ среднего напряжения должны выполняться:

а) в I–III районах по гололеду и I–III по скоростному напору ветра – защищенными проводами;

б) в IV и особом районах по гололеду, в IV и выше районах по скоростному напору ветра – изолированными проводами, навитыми на изолированный трос.

2. Необходимо разработать, принять типовое решение и организовать изготовление анкерных, угловых и концевых усиленных опор. От их технически грамотной конструкции и верного применения зависит надежность анкерных пролетов и ВЛ среднего напряжения в целом.

3. Отпайки от ВЛ с голыми или изолированными проводами к ТП должны выполняться только изолированными проводами или кабелем с пластмассовой изоляцией. Использование вертикальных и наклонных участков с большой разницей уровней кабелей с бумажно-масляной изоляцией должно быть исключено. Известно, что довольно часто эти участки приходится полностью заменять, а стопорные муфты показали свою несостоятельность, так как не могут удержать столб масла.

До сих пор при строительстве линий 6 (10) кВ используются кабели с бумажно-масляной изоляцией. Качество их изготовления практически никем не контролируется. Из-за экономических

трудностей зачастую допускается замена материалов, а это в свою очередь влечет за собой сокращение срока службы кабелей. Кабели с алюминиевой оболочкой при наличии источников буждающих токов разрушаются от электрокоррозии, и в большинстве городов вопрос комплексной защиты газопроводов и электрических кабельных линий (КЛ) не решен.

Если продолжать наращивать длину КЛ, выполненных традиционно и порой с низким качеством, удельная повреждаемость будет не сокращаться, а увеличиваться. Стоимость ремонтов с учетом восстановления покрытий с каждым годом растет, увеличиваются и эксплуатационные затраты.

Существуют два варианта решения: покрытие расходов за счет роста тарифов или планомерное сокращение удельных затрат. В последнем случае необходимо немедленно прекратить выпуск ряда кабельных изделий; планомерно, в течение 1–3 лет, перейти на выпуск кабелей 10 кВ с изоляцией из пластмассы и сшитого полиэтилена; применять соответствующую соединительную арматуру КЛ с бумажно-масляной изоляцией.

Ряд предприятий продолжает применять соединительные муфты собственного изготовления упрощенной конструкции. Опыт подсказывает, что первоначальная экономия не сопоставима с нарастающими затратами. Изготовление соединительных муфт должно производиться по отработанной технологии в заводских условиях.

В настоящее время широко используются сухие соединительные муфты фирмы «Райхем», Подольского электромеханического завода и других изготовителей.

В сетях 6 (10) кВ существует ряд других проблем, снижающих их надежность. Например, необходимо решить вопрос изменения режима нейтрали. В настоящее время подавляющая часть распределительных сетей 6 (10) кВ работает с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Наша страна, одна из немногих, применяет этот режим. При этом КЛ в режиме с замыканием одной фазы на «землю» работают с повышенными до линейной величины напряжениями на неповрежденных фазах. Кроме того, при перемежающихся дуговых замыканиях на «землю» возникают перенапряжения. Указанный режим работы представляет опасность для кабелей и является причиной выхода их из строя.

Сейчас контроль уровня изоляции в сети 6 (10) кВ с изолированной нейтралью в большинстве случаев не производится.

УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ, УПРАВЛЕНИЯ И ДИАГНОСТИКИ

Аппараты релейной защиты (РЗА)

За последние два десятка лет в ведущих зарубежных странах произошла революция в области аппаратных средств и функциональных возможностей систем релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА) на базе современных достижений в микропроцессорной (МП) и оптоволоконной технике. Принципы выполнения РЗА практически не изменились, изменилась элементная база, в результате чего значительно упростились реализация функций РЗА, расширились возможности регистрации поведения измерительных и реагирующих органов, осциллографирования значений тока и напряжения, автоматических проверок устройств, анализа правильности их работы.

Все это привело к изменению системы эксплуатации и вызвало интеграцию РЗА в системы управления ПС и ЭС (в АСУ).

Микропроцессорная аппаратура РЗА в настоящее время выпускается 4 многопрофильными транснациональными корпорациями: ABB, Alstom, Siemens и «Мицубиси» с годовым оборотом \$ 30–50 млрд. В этих корпорациях сосредоточена научная (с привлечением университетских кадров), проектная и эксплуатационная работа. Релейно-контактные устройства выпускаются в очень малых количествах и только по специальным заказам (на замену) и по весьма высоким ценам.

В России свыше 95% аппаратуры РЗА, находящейся в эксплуатации, выполнено на электромеханических реле. Ее по прежнему выпускает ОАО «ЧЭАЗ», например дистанционную и токовую защиту нулевой последовательности ЭПЗ 1636 и дифференциально-фазную ВЧ защиту ДФЗ 201.

С 1990 г. начался выпуск защит на интегральной элементной базе типа ШДЭ 2800 для сетей 110–220 кВ и типа ПДЭ2000 для сетей 500 кВ и выше. Однако их освоение существенно не уменьшило затрат на эксплуатацию РЗА. Это явилось одной из причин разработки защит на МП базе.

Наиболее передовым предприятием в этой области является созданное в 1992 г. НПП «Экра», г. Чебоксары. Это предприятие оснащено по европейским нормам, имеется современная аппаратура для монтажа и пайки на «поверхности», аппаратура для испытаний на электромагнитную совместимость, производственные помещения защищены от статического электричества. В настоящее время освоено производство всей гаммы МП защит для сетей 110–220 кВ с выпуском до 100 шт. шкафов каждого наименования в год.

Идет подготовка к выпуску в начале 2004 г. всей гаммы аппаратуры РЗА для сетей 500 кВ и выше. Освоено производство и наложен выпуск комплекса защит генераторов и блоков.

НПП «Механотроника» (г. С.-Петербург) специализируется на разработке и выпуске МП устройств защиты сетей 6–35 кВ. Им выпускаются устройства типа БМРЗ для защиты фидеров, двигателей, секционных выключателей и т.д.

Аналогично ориентированы НПП «Госан» (г. Москва) и НПП «Радиус» (г. Зеленоград). Последние предприятия специализируются также на выпуске устройств для определения расстояния до места повреждения.

В Научно-исследовательском институте постоянного тока (НИИПТ), г. С.-Петербург разработан и выпускается программно-технический комплекс, в котором могут быть интегрированы устройства РЗА ABB, Siemens, «Экра» и т.д. в качестве устройств нижнего уровня.

Семь лет назад ООО «АББ Автоматизация» разработало наиболее подходящее для российских энергетических объектов устройство релейной защиты – комплексное **микропроцессорное устройство РЗА SPAC 800**. Отработанное техническое решение, широкие возможности, прекрасные характеристики и огромный положительный опыт эксплуатации позволяют до сих пор использовать его в качестве эталона для сравнения с новыми внедряемыми устройствами.

Устойчивый спрос, постоянное совершенствование, расширение номенклатуры типоисполнений, ежегодный рост продаж на 50–60%. Практически все крупные предприятия, производящие КРУ, освоили выпуск ячеек с устройствами SPAC800, а отработанные проектные решения позволяют применять устройства при создании и реконструкции предприятий энергетики, промышленности, нефте- и газодобычи, коммунального хозяйства. Комплектные устройства защиты и автоматики серии SPAC800 и **автоматизированной системы контроля, учета и управления передачей и распределением электроэнергии «MicroSCADA**», создаваемые с применением микропроцессорных терминалов РЗА, после неоднократных серьезных испытаний и экспертизы нашли широкое применение в российской электроэнергетике.

«АББ Автоматизация» выступает также как посредническая фирма при выполнении проектов защит генераторов и подстанций 110 кВ и выше на базе МП аппаратуры, закупаемой в Швеции, Швейцарии, Финляндии, т.е. у концерна ABB. Кроме того, «АББ Автоматизация» осуществляет большую работу по внедрению аппаратуры концерна

ABB, русификации технической документации и программного обеспечения. В настоящее время ООО «АББ Автоматизация» – единственная российская фирма, имеющая полный ряд продукции РЗА и АСУ.

Приемопередатчики для ВЧ каналов РЗ типа ПВЗУ выпускаются в России НПП «Уралэнергосервис» (г. Екатеринбург). В них используется МП модуль для контроля канала. Этим же предприя-

тием выпускается аппаратура ВЧ каналов противоаварийной автоматики типа «КЕДР», в которой используется цифровая обработка сигналов.

Таким образом, выпуск МП аппаратуры РЗА сосредоточен на небольших предприятиях, в отличие от зарубежной практики. Однако при увеличении производства даже на существующих производственных площадях потребности России в аппаратуре РЗА могут быть полностью удовлетворены.

ВЫВОДЫ

Приведенный анализ состояния и перспектив развития электроэнергетического оборудования носит обобщенный характер и призван заострить внимание на проблемах, которые возникают в данной области в конкретных ее зонах.

Представленные материалы показывают необходимость качественного изменения состава электроэнергетического оборудования, находящегося в настоящее время в эксплуатации. Установленное в свое время высоковольтное оборудование морально устарело и в большей части выработало (или выработает в ближайшие годы) свой нормативный ресурс. Все это потребует привлечения необходимых инвестиций и замену оборудования на изделия, отвечающие современному техническому уровню.

Тем не менее направления развития аппаратов высокого напряжения в России во многом совпадают с мировыми тенденциями развития. В настоящее время в России широко выпускаются современные виды аппаратуры (элегазовые и вакуумные выключатели, элегазовые трансформаторы тока, КРУЭ и др.), расширяются области применения современной аппаратуры.

Вместе с тем темпы роста количества новых аппаратов в эксплуатации сильно отстают от аналогичных показателей развитых стран (особенно в области элегазовых аппаратов). Это объясняется несколькими причинами. Среди них и недо-

статок финансовых средств, вынуждающий потребителей эксплуатировать давно устаревшие аппараты, и сократившееся строительство новых подстанций, и отсутствие промышленного выпуска в России всей гаммы элегазовой аппаратуры, применяемой за рубежом, и консерватизм потребителей коммутационной аппаратуры высокого напряжения.

Серьезные задачи стоят в направлении проведения комплексных обследований силового электрооборудования по единой методике (силовых трансформаторов, генераторов) для продления срока их службы. Вместе с тем необходима разработка программы по замене оборудования, отработавшего установленные стандартами сроки службы.

Невозможно решение задач развития электроэнергетики без внедрения новых разработок и изделий: асинхронизированных турбогенераторов, силовых преобразователей на новой элементной основе, кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, релейной защиты на основе цифровой обработки информации (микропроцессорной техники).

Без комплексных мер, объединяющих усилия разработчиков, производителей и пользователей, отсталость парка находящегося в эксплуатации электроэнергетического оборудования может стать необратимой.

*По материалам сообщений
и публикаций обзор подготовил
канд. техн. наук Е.Г. Акимов*