



Издательский дом «Вся электротехника»

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

информационно-аналитический журнал

ISSN 2075-6518



№ 6 (23)

2010

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

 **ЭЛЕКТРОЗАВОД**

24 Три триллиона на новые сети

26 **Интеллектуальная**
энергетическая система России

36 **Вопросы питания устройств** постоян-
ным оперативным током

42 **Диагностические модели**
для контроля состояния обмоток сило-
вых трансформаторов

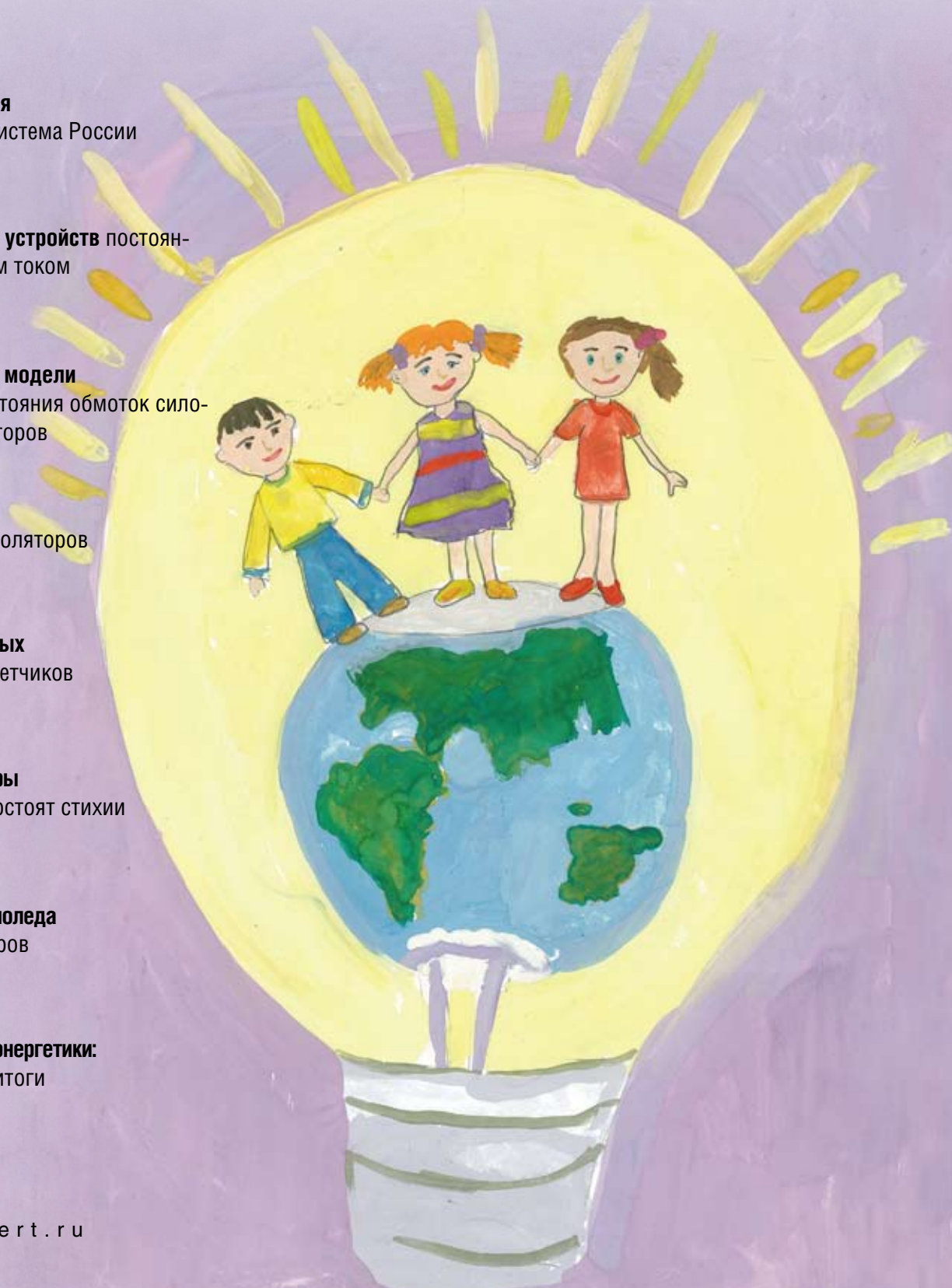
50 **Будущее**
электрических изоляторов

56 **Точность цифровых**
электрических счетчиков

68 **Композитные опоры**
уверенно противостоят стихии

72 **Пункты плавки гололеда**
на базе реклоузеров

78 **Реформа электроэнергетики:**
промежуточные итоги



ОАО "МЭЛ"

Лидер в электрооборудовании



107497, г. Москва, 2-ой Иртышский проезд, дом 11
Тел.: (495) 730-7919, факс: (495) 462-5400
E-mail: zavodmel@yandex.ru
www.zavodmel.ru





Информационно-аналитический журнал
для специалистов в области
электроэнергетики и электротехники.
Выходит 6 раз в год

№ 6 (23) – 2010

УЧРЕДИТЕЛЬ

ЗАО «Издательский дом «Вся электротехника»

ДИРЕКТОР

Посошков В.И.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Вариводов В.Н., первый заместитель
генерального директора по науке
и инновациям ФГУП ВЭИ

Воротников В.Э., заместитель директора
по исследованиям и разработкам
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

Михель А.А., заместитель начальника отдела
по эксплуатации электротехнического оборудо-
вания Управления энергетики ОАО «Газпром»

Оклей П.И., член правления –
руководитель блока производственной
деятельности ОАО «Интер РАО ЕЭС»

Паули В.К., председатель правления
НП «Союз инженеров-энергетиков»

Серебрянников С.В., ректор МЭИ

Хананов В.В., главный инженер департамента
электрификации и электроснабжения ОАО «РЖД»

Шакарян Ю.Г., заместитель генерального
директора – научный руководитель
ОАО «НТЦ электроэнергетики»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Виктор Посошков
pvi@energyexpert.ru

ОТВЕТСТВЕННЫЙ РЕДАКТОР

Алексей Аношин
aao@energyexpert.ru

ОБОЗРЕВАТЕЛЬ

Александр Головин

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА

Николай Кичатов

ОТДЕЛ PR И МЕРОПРИЯТИЙ

Дмитрий Русланов
rdv@energyexpert.ru

ОТДЕЛ РЕКЛАМЫ

Ирина Белова
bid@energyexpert.ru

АДМИНИСТРАТОР

Диля Меерсон
mda@energyexpert.ru

АДРЕС РЕДАКЦИИ

125252, Москва, Новопесчаная ул., 17/7,
корпус 23, офис 200

Тел.: (495) 228-60-05

Редакция не несет ответственности
за достоверность рекламных материалов.
Точка зрения авторов может не совпадать
с точкой зрения редакции.

Перепечатка, копирование материалов, опубликованных
в журнале «Энергоэксперт», допускается только
с письменного разрешения редакции.

Регистрационное свидетельство ПИ № ФС 77-29344

Тираж 10 000 экземпляров

Отпечатано в типографии «Стрит принт»

Номер заказа 000013



ОТ РЕДАКТОРА

Если честно, я намеревался посвятить предисловие к этому номеру 90-летию плана ГОЭЛРО и предварительным итогам другого, не менее претенциозного плана ГОЭЛРО-2 (см. нашу ЭКСПЕРТИЗУ). Но жизнь, как говорится, внесла свои коррективы. Конец декабря 2010 года для энергетиков прошел под знаком борьбы с последствиями ледяного шторма и следовавших затем обильных снегопадов. И не сказать об этом – преступление. Необычное погодное явление привело к перебоям электроснабжения – в одной только Московской области более 100 000 потребителей оставались без света, причем некоторые из них – и в первые дни нового 2011 года.

Что привело к таким масштабам последствий? Можно ли было этого избежать? В очередной раз злую шутку с энергетиками сыграли недостаточно широкие просеки – ведь большая часть поврежденных линий была вызвана падающими деревьями. Однако были и другие проблемы: провода рвались под тяжестью налипшего на них льда, опоры не выдерживали сверхнормативной нагрузки. Избежать этих явлений можно, и здесь все находится в руках самих энергетиков. Например, применение пун-ктов плавки гололеда позволит вовремя избавить провода от налипшего на них льда и снега. На фоне возросшего интереса к проблеме мы решили предложить вашему вниманию матери-ал о подходах к созданию такой системы на базе реклоузеров.

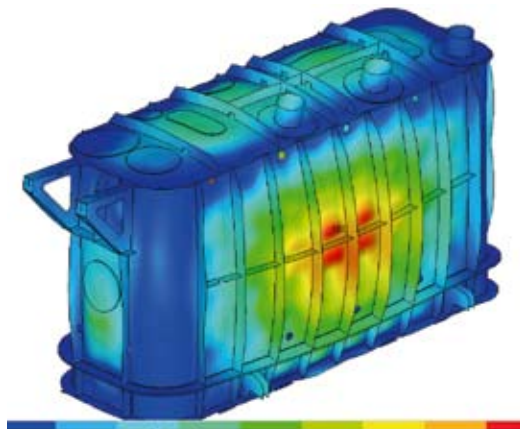
Опоры ВЛ из композитных материалов, отличающиеся лег-костью и высокой прочностью, по мнению североамериканских энергетиков, являются незаменимым решением в случаях, когда линии подвергаются сильному воздействию ветровых нагрузок, а также подвержены налипанию снега и гололеда. Об этом – также в блоке ПРАКТИКА.

Но если все-таки отключения случились, необходимо опреде-лить места возможных повреждений, ранжировать поврежден-ные участки по приоритетности их ремонта, точно спланировать действия ОВБ. Здесь на помощь приходят системы OMS, осо-бенности работы с которыми рассмотрены в статье «Системы мониторинга и управления при отключениях электроснабжения входят в новую эру».

В ГЛАВНОЙ ТЕМЕ мы рассматриваем программу реновации, которую анонсировал Холдинг МРСК. Есть надежда, что мас-штабные инвестиции, предполагаемые программой, позволят внедрить в сетях все современные системы и оборудование, ко-торые помогут в будущем избежать подобных коллапсов. А этот выпуск нашего журнала поможет правильно сориентироваться в технологиях и внедрить самое что ни есть передовое.

Успехов!

Виктор ПОСОШКОВ,
главный редактор



■ БЫТЬ В КУРСЕ

СОБЫТИЯ

- 4 МЭИ исполнилось 80 лет

ОТРАСЛЬ

- 8 Введена в строй экспериментальная цифровая подстанция нового поколения

НОВИНКИ

- 20 Конструкция оптимальная в эксплуатации:
КРУ 6 (10) «Волга»

■ ТЕМА НОМЕРА

- 24 Три триллиона в новые сети. *Церетели М.*

До 2020 года Холдинг МРСК собирается потратить на обновление и восстановление сетей 2 трлн. 850 млрд. руб. Эта цифра была озвучена в декабре 2010 года на совещании у председателя правительства руководителем холдинга Николаем Швецом. Реально ли это? Отвечают эксперты.

■ ТЕОРИЯ

- 26 Интеллектуальная энергетическая система России. *Иванов Т.В., Конев А.В.*

В статье идет речь о технологических платформах – новом элементе национальной инновационной системы России.

- 28 Совершенствование взрывобезопасности и взрывозащищенности высоковольтного маслонаполненного электротехнического оборудования ОАО «ФСК ЕЭС» *Фортов В.Е., Сон Э.Е., Бондарь В.С., Горюшин Ю.А., Дарьян Л.А., Деметьев Ю.А., Долуденко А.Н., Елесин В.В., Зибаров А.В., Иванов М.Ф., Иориш В.С., Минцев В.Б., Полищук В.П., Темис Ю.М., Уткин А.В., Шурупов В.В.*

В работе проведены экспериментальные исследования по взрывобезопасности высоковольтного маслонаполненного оборудования, разработана диагностика бездуговых испытаний трансформаторов, создана расчетная методика моделирования трансформаторов при развитии электрической дуги, получены данные по динамическим нагрузкам в результате взрыва и моделирование деформации корпуса трансформатора.

■ ПРАКТИКА

- 36 Вопросы питания устройств постоянным оперативным током. *Антонов Л.Е.*

Приказом ФСК ЕЭС №191 от 29.03. 2010 г. были утверждены «Стандарт организации «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования». Но многие соображения не были приняты во внимание авторами Стандарта. Это повлекло за собой необходимость в индивидуальном для каждой подстанции порядке доказывать заказчику необходимость их принятия.

- 42 Диагностические модели для контроля механического состояния обмоток силовых трансформаторов на основе методов низковольтных импульсов и частного анализа *Хренников А.Ю.*

Анализ процессов, происходящих в обмотках силового трансформатора при КЗ, значительно облегчается и становится более наглядным с использованием спектрального анализа сигналов обмотки до и после КЗ.

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

50 Будущее электрических изоляторов: мнение руководителей шести энергетических компаний США. Горур Р.С.

В статье представлены тенденции в изменении высоковольтных изоляторов по результатам интервью с представителями американских энергокомпаний.

54 Десять главных трендов в области интеллектуальных сетей в США. Дж. Берст

Обзор 10 наиболее значимых событий 2010 года в области интеллектуальной энергетики, которые окажут влияние на ее развитие в 2011 году.

56 Точность цифровых счетчиков электроэнергии Брайан Сил, Марк Макгранган

Для энергетических компаний переход на полупроводниковые счетчики электроэнергии не один из вариантов выбора, а необходимость.

64 Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС. Полижаров А.С., Антонов А.В., Алла Э.А., Зеленохат О.Н.

Авторы описывают иерархическую систему прогнозирования электропотребления для краткосрочного планирования режимов ЕЭС.

68 Композитные опоры уверенно противостоят стихии. Стив Колтхарп, Тип Вайд

Если принять во внимание стоимость всего жизненного цикла композитной опоры, можно сказать, что композитные опоры – продукт, который одновременно и доступен в цене, и значительно повышает надежность энергосистемы.

72 Организация пунктов плавки гололеда на базе реклоузеров. Бузин С.А.

Автор предлагает способ предотвращения гололедно-ветровых аварий с помощью проведения организационно-технических мероприятий, одно из которых – плавка гололедных отложений на проводах.

74 Системы мониторинга и управления при отключениях электроснабжения входят в новую эру. Диана Саммэр

Автор считает, что секрет эффективного управления при отключении электроэнергии заключается, прежде всего, в скорости обмена информацией.

ЭКСПЕРТИЗА

78 Реформа электроэнергетики: промежуточные итоги, проблемы, перспективы. Фирсова Е.В., Юшков И.В.

Цель проведенного исследования – выявить экспертную оценку промежуточных итогов преобразований, основные нерешенные вопросы и пути их решения.

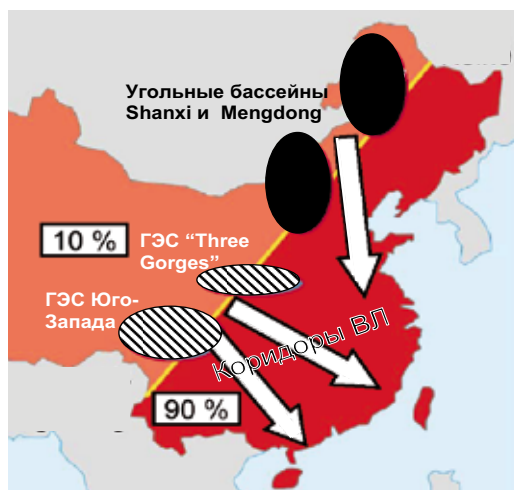
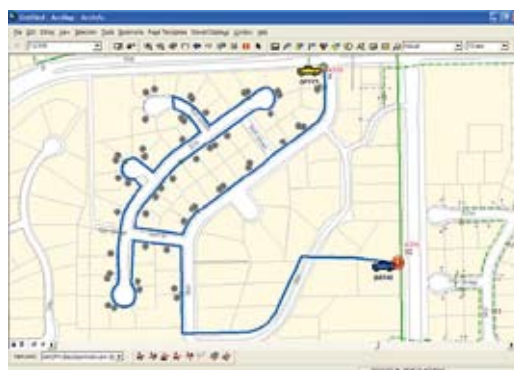
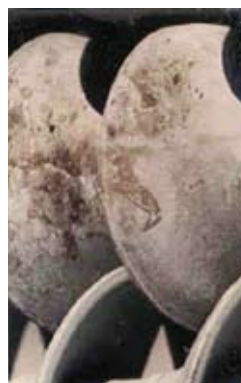
ЗА РУБЕЖОМ

84 Межсистемные связи в Китае: постоянный ток или переменный? Алексеев Б.А.

ЛИЧНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

82 Главные отраслевые события 2011 года

84 Календарь актуальных событий на февраль-март 2011



МЭИ: В НОГУ СО ВРЕМЕНЕМ

Московский энергетический институт отметил в конце декабря 80-летие. В эти же дни отмечалось 90-летие принятия Плана ГОЭЛРО. Символично, что памятник, посвященный этой дате – бетонная опора с фигурой электромонтера распределительных сетей наверху, – будет стоять рядом с одним из корпусов МЭИ на Красноказарменной улице. С церемонии закладки памятника начались юбилейные мероприятия института, где в День энергетика побывал наш корреспондент.



ФОТО: ПРЕСС-СЛУЖБЫ МЭИ

Слева направо: первый проректор МЭИ П. В. Росляков, министр энергетики С. И. Шматко, ректор МЭИ С. В. Серебрянников

За 80 лет существования МЭИ подготовил для нашей страны более 190 тысяч специалистов. Еще 7000 дипломов получили зарубежные студенты из 85 стран. Среди выпускников института – высококвалифицированные инженеры, знаменитые ученые, руководители крупнейших компаний, бизнесмены, министры и даже президенты – например, бывший премьер Госсовета КНР Ли Пэн и экс-президент Румынии Ион Илиеску (последний, кстати, прислал родному вузу длинное поздравительное письмо на русском языке). Неудивительно, что в день юбилея актовый зал МЭИ с трудом вместил гостей. Ректор **Сергей Серебрянников** напомнил собравшимся об основных вехах в истории Московского энергетического.

МЭИ был образован на базе объединенных профильных факультетов МВТУ им. Баумана и Института на-

родного хозяйства им. Плеханова в 1930 году. Тогда в нем обучалось 1657 студентов. Выпускники МЭИ строили первые государственные районные электростанции, ГЭС и ТЭЦ, восстанавливали энергетику после Великой Отечественной войны, создавали единую энергетическую систему государства, разрабатывали новейшие виды оборудования и приборов, ученые стояли у истоков освоения человеком космического пространства. Студенты МЭИ участвовали в освоении целины, строительстве КАТЭКа и КАМАЗа, объектов Московской Олимпиады. Коллектив МЭИ награжден орденами Ленина и Октябрьской революции. В институте в разное время работали основатель московской электротехнической школы Карл Круг, нобелевские лауреаты Андрей Сахаров и Павел Черенков, академики Сергей Вавилов, Кузьма Андрианов,

Алексей Богомолов, Владимир Котельников, многочисленные лауреаты государственных премий, около 100 заслуженных деятелей науки и техники. Только за последние 10 лет лауреатами тридцати премий Президента и Правительства России стали 124 сотрудника МЭИ. С 2008 года институт наряду с 57 ведущими вузами России выполняет инновационную образовательную программу, а весной 2010 года вошел в когорту вузов, которым присвоена категория «Национальный исследовательский университет».

В честь юбилея ряд сотрудников МЭИ удостоен звания «Почетный энергетик». Об этом сообщил присутствующий на торжественном заседании министр энергетики России **Сергей Шматко**. Он также зачитал приветственную телеграмму от Президента России и, обращаясь к профессорско-преподавательскому составу МЭИ, поделился своими соображениями о будущем отрасли:

– Хотел бы вместе с вами порадоваться тому, – сказал Сергей Шматко, – что российская энергетика сформировала достаточно точно представление о том, как она будет развиваться в течение ближайших десятилетий. Прошла пора серьезных идеологических дискуссий по этому поводу. Мы с вами прекрасно понимаем, что наша главная задача – обеспечение безопасности функционирования наших систем, обеспечение наших граждан теплом и электроэнергией в любое время. Главный вызов сегодняшнего дня – модернизация и обновление производственных фондов. Мы много времени потеряли. Вы, как никто другой, прекрасно понимаете угрозу, которая за этим стоит. Тех-

Бесплатная электронная версия журнала предоставлена компанией
Другие номера журнала на сайте редакции:

ЭЛЕКТРОЗАВОД

нологические системы не живут по законам рыночной экономики. Они не всегда согласны с тем, чтобы к ним применялись такие категории, как рентабельность, сокращение издержек и т.д. Они живут своей собственной жизнью. Сегодня руководство страны полностью осознает, что модернизация требует планомерной масштабной работы. А потому, чтобы наша электроэнергетика стала через 10–20 лет современной, инновационной и гарантирующей безопасность, мы больше не будем допускать никаких экспериментов. Наша задача на сегодняшний день – обеспечивая преемственность и развитие, выйти на систему расширенного воспроизводства. Надеюсь, что вы, посвятившие жизнь отраслевой науке, являетесь нашими единомышленниками.

Анатолий Дьяков, первый министр Минтопэнерго РФ, один из основателей РАО «ЕЭС России», в настоящее время президент корпорации «Единый электроэнергетический комплекс», завкафедрой МЭИ, отметил важность вклада, внесенного вузом в развитие отечественной энергетики.

– МЭИ всегда был востребован, – сказал Анатолий Федорович. – Это я могу подтвердить и как заместитель министра энергетики Советского Союза в 80-е годы, когда стабилизировалась работа Единой системы. Силы института были тогда привлечены для разработки нормативных



Закладка памятника электромонтеру электросетей перед МЭИ

ФОТО: ПРЕСС-СЛУЖБЫ МЭИ

документов, для обеспечения стабильности нашей системы. Когда разрабатывали систему «АСУ Энергия», наши кафедры активно участвовали в развитии и системной автоматике, и АСУ ТП, и систем релейной защиты. Связь между отраслью и институтом с тех пор только окрепла и, я надеюсь, будет дальше укрепляться.

Одной из тем, затронутых в выступлении председателя правления ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» **Олега Бударгина**, было взаимодействие бизнеса, науки и образования. По его мнению, энер-

гетические компании должны теснее сотрудничать с вузами, в частности, с МЭИ. Это сотрудничество может быть разным: шефство над кафедрами, практика, гранты, именные стипендии. Корреспондент «Энергоэксперта» поинтересовался у ректора МЭИ Сергея Серебрянникова, какие шаги предпринимаются в этом направлении.

– Как раз ФСК, – ответил ректор, – может служить примером такого отношения. Они поставляют нам различными путями оборудование, помогают наши лаборатории содержать в хорошем виде, привлекают к своей деятельности студентов, чтобы ребята получали представление о своей будущей специальности. С другими компаниями немножко сложнее. Есть иностранные, которые достаточно хорошо работают, – «Шнейдер Электрик», например. Они активно внедряются в ту сферу электротехники, которая ближе к энергетике. Но другим компаниям, в частности, и РусГидро, и Холдингу МРСК, и различным ОГК, можно было бы пожелать работать с нами поплотнее.

– Сергей Владимирович, насколько высок, на ваш взгляд, сейчас престиж технического образования?

– Если говорить об энергетике, то ее престижность растет, это заметно. В целом же инженерное об-



Зал на торжественном заседании был полон

ФОТО: ПРЕСС-СЛУЖБЫ МЭИ

МЭИ СЕГОДНЯ

Московский энергетический институт (технический университет) объединяет девять институтов и два иногородних филиала, в которых по 60 специальностям обучаются более 14 тысяч студентов. Партнеры МЭИ – 80 зарубежных вузов, его выпускники работают в крупнейших мировых компаниях. МЭИ остается главной кузницей кадров для отечественной энергетики. 15 лет назад при МЭИ был создан Клуб выпускников. Семь лет назад членами клуба была учреждена премия «Почет и призна-



ФОТО: ПРЕСС-СЛУЖБЫ МЭИ

ние», которая вручается ежегодно в День энергетика. С тех пор ее удостоены 79 преподавателей и сотрудников МЭИ, 10 из них – в 2010 году.

разование еще требует повышенного внимания. Больше, мне кажется, общество нацелено на экономику, юриспруденцию, другие сферы, а техническая сторона не имеет того уровня, который могла бы и должна иметь. Предстоит многое сделать в плане пропаганды, чтобы это отношение изменилось.

– *Насколько остро стоит сейчас проблема разрыва между поколениями в энергетике?*

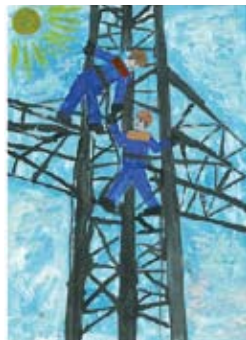
– Этот разрыв образовался почти во всех технических сферах, которые переживали коллапс 90-х годов. Мы в институте в такой же ситуации. У нас специалисты 30–40-летнего возраста сегодня практически отсутствуют. Есть очень пожилые преподаватели, появились совсем молодые. Разрыв действительно есть. Сейчас с этим ничего не поделаешь. Нужно думать о том, как подготовить к дальнейшей работе тех, кто пришел сейчас. Что-

бы молодые постепенно набрались опыта, знаний и умений, которые есть у старшего поколения.

– *А довольны ли вы нынешними студентами?*

– Студенты год от года бывают разными. Скажем, первокурсники, пришедшие в этом году, на мой взгляд, очень неплохие. Набор прошлого года был немножко слабоват. Я считаю, переход на систему ЕГЭ внес диссонанс в систему отбора абитуриентов. Часто в конкретный вуз поступают люди, которые, может быть, и не очень хотели прийти именно сюда, но так уж судьба распорядилась. Но в основной массе это все-таки хорошие ребята. Я сам читаю лекции, работаю со студентами-пятикурсниками и замечаю, что в последние годы целеустремленные ребята появились. Старшекурсниками мы довольны. Очевидно, что, пройдя за несколько лет по различным кафедрам и лабораториям, они осознают важность тех задач, которые предстоит решать в любой области, будь то энергетика, радиоэлектроника или информационные технологии.

ДЕТИ ЭНЕРГЕТИКОВ РИСУЮТ



В Москве на территории Центрального выставочного зала «Манеж» (Манежная пл., 1) 9 декабря 2010 года начала работу Вторая ежегодная выставка «Лучшее – детям». Мероприятие проводится в целях повышения качества продукции и услуг для детей и подростков, содействия отечественным производителям детских товаров в продвижении на российский и зарубежные рынки, борьбы с контрафактной продукцией, организации общероссийской кампании по повышению качества жизни детей и подростков.

Холдинг МРСК представлен в выставочном павильоне единым стендом.

В преддверии открытия выставки «Лучшее – детям», в ОАО «Холдинг МРСК» были подведены итоги второго ежегодного конкурса детского рисунка, который в нынешнем году был посвящен Дню энергетика и 90-летию Плана ГОЭЛРО. Конкурс, участие в котором принимают дети сотрудников всех МРСК в возрасте до 14 лет, направлен на выявление у них творческих способностей, развитие уважения к традици-

ям энергетиков электросетевого комплекса, укрепление общей корпоративной культуры Холдинга МРСК.

С рисунками победителей конкурса можно ознакомиться на официальном сайте ОАО «Холдинг МРСК» (<http://www.holding-mrsk.ru>) в разделе «Пресс-центр», подраздел «Фотогалерея» (http://www.holding-mrsk.ru/press/news/foto.php?SECTION_ID=153).

Один из рисунков выбран редакцией «Энергоэксперта» на обложку этого номера.

Сокращение расходов на энергоснабжение промышленного предприятия до 30% — это только начало

Комплексные решения для оптимизации энергозатрат на всех уровнях предприятия

Управление сложным производством промышленного предприятия — задача непростая. С повышением стоимости энергоносителей и ужесточением экологического регулирования сегодня труднее, чем когда-либо, поддерживать производительность, сокращать простои и добиваться максимальной эффективности. Компания Schneider Electric предлагает решение: архитектура управления энергопотреблением EcoStruxure обеспечивает максимальные производственные показатели, а также высокий уровень энергоэффективности. Сегодня — в производственном цехе, а завтра — на всем предприятии.

Экономия энергии в масштабах всего предприятия

На сегодняшний день только архитектура EcoStruxure обеспечивает до 30% экономии энергии не только в производственных зонах, но в центрах обработки данных и офисах промышленного предприятия. Снижение энергопотребления промышленного предприятия на 30% — это лишь часть экономии, которой можно достичь в масштабах предприятия благодаря архитектуре EcoStruxure.



Узнайте мнение экспертов о том, как экономить энергию!

Загрузите БЕСПЛАТНО эту информационную статью и примите участие в розыгрыше устройства для чтения электронных книг Kindle!

Зайдите на веб-сайт www.Sereply.com и введите код 842501
Центр поддержки клиентов 8 10 800 25954011
(звонок по России бесплатный)

EcoStruxure

Архитектура Active Energy Management от Power Plant to Plug



Здания

Интеграция на архитектурном уровне систем безопасности, энергоснабжения, освещения, распределения электроэнергии, противопожарной безопасности, вентиляции и кондиционирования, ИТ и телекоммуникаций на всем предприятии позволяет сократить расходы на обучение персонала, эксплуатацию, техобслуживание и энергопотребление.



Центры обработки данных

Осуществляется управление энергопотреблением и контроль в реальном времени всех компонентов инженерной инфраструктуры на уровне шкафов, ряда стоек, серверной комнаты и здания в целом.



Промышленное предприятие

Открытые стандартные протоколы позволяют осуществлять комплексное управление автоматизированными процессами с минимальными простоями, повышенной производительностью и максимальной энергоэффективностью.

30%

ВВЕДЕНА В СТРОЙ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

ОАО «ФСК ЕЭС» ввело в строй первый пусковой комплекс экспериментальной цифровой подстанции. В торжественной церемонии запуска программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции, прошедшей в Москве на испытательном полигоне ОАО «НТЦ электроэнергетики», принял участие заместитель председателя правления Федеральной сетевой компании Роман Бердников.



Основное назначение экспериментальной цифровой подстанции – отработка различных инновационных технологий перед их внедрением в работу на действующих энергообъектах ЕНЭС, в том числе – определение основных технических решений и требований, которым должны удовлетворять создаваемые сегодня подстанции.

В отличие от традиционных энергообъектов на подстанции нового поколения организация потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме. Это обеспечивает высокую точность и единообразие всех измерений. Автоматизация позволяет снизить влияние челове-

ского фактора на работу сети, повысить ее надежность и снизить потери при транспортировке электроэнергии. Также в числе основных преимуществ подобных энергообъектов – снижение себестоимости, сокращение объема технического обслуживания и затрат на эксплуатацию.

Экспериментальная цифровая подстанция укомплектована интеллектуальным вторичным оборудованием, работающим на едином стандартном протоколе обмена информацией – IEC 61850. В частности, на подстанции установлены высоковольтные цифровые измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные приборы из-

мерений и учета, станционная шина и шина процесса, система синхронизации, новая система отображения и управления подстанцией (SCADA). Использование волоконно-оптических кабелей позволяет отказаться от использования дорогостоящих медных проводов и повысить надежность соединений.

Разработка цифровой подстанции ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется в рамках реализации проекта по созданию интеллектуальной электрической сети, который позволит существенно повысить надежность электроснабжения потребителей, а также снизить энергопотери и расход энергоресурсов.

Сокращение расходов на энергоснабжение центра обработки данных до 30% — это только начало

Комплексные решения для оптимизации энергозатрат на всех уровнях предприятия

Сокращение расходов на энергоснабжение центра обработки данных на 30% — непростая задача. С повышением цен на энергоносители важен каждый сэкономленный ватт. Однако центры обработки данных обеспечивают работу и нуждаются в поддержке целого ряда систем — например, систем управления технологическим процессом, безопасности, вентиляции и кондиционирования — которые тоже потребляют большое количество энергии.

Экономия энергии в масштабах всего предприятия

Сегодня только архитектура EcoStruxure компании Schneider Electric позволяет сэкономить до 30% энергии, потребляемой инженерной архитектурой центра обработки данных. Однако повышение энергоэффективности инженерных систем дата-центра на 30% — это лишь часть экономии, которой можно достичь в масштабах предприятия благодаря архитектуре EcoStruxure.



Узнайте мнение экспертов о том, как экономить энергию!

Загрузите БЕСПЛАТНО эту информационную статью и примите участие в розыгрыше устройства для чтения электронных книг Kindle!

Зайдите на веб-сайт www.SEreply.com и введите код 84251!
Центр поддержки клиентов 8 10 800 25954011
(звонок по России бесплатный)

EcoStruxure

Архитектура эффективного управления электроэнергией на всем пути — от электростанции до розетки



Промышленное предприятие

Открытые стандартные протоколы позволяют осуществлять комплексное управление автоматизированными процессами с минимальными простоями, повышенной производительностью и максимальной энергоэффективностью.



Здания

Интеграция на архитектурном уровне систем безопасности, энергоснабжения, освещения, распределения электроэнергии, противопожарной безопасности, вентиляции и кондиционирования, ИТ и телекоммуникаций на всем предприятии позволяет сократить расходы на обучение персонала, эксплуатацию, техобслуживание и энергопотребление.



Центры обработки данных

Осуществляется управление энергопотреблением и контроль в реальном времени всех компонентов инженерной инфраструктуры на уровне шкафов, ряда стоек, серверной комнаты и здания в целом.

30%

RS GROUP И АББ ОБЕСПЕЧАТ МОДЕРНИЗАЦИЮ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА EFES PILSNER НА БАЗЕ НКУ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ

Российская инжиниринговая компания RS Group подписала контракт с ЗАО «Пивоваренное объединение «Красный Восток – Солодовпиво» (Казань), принадлежащим Группе компаний «Эфес Россия», на реконструкцию трех трансформаторных подстанций с поставкой новых низковольтных комплектных устройств (НКУ) серии RS51i совместной разработки АББ и RS Group. Проект нацелен на повышение надежности энергоснабжения завода «Красный Восток – Солодовпиво» и энергетической эффективности производства. Сумма контракта составила 27 млн. руб.

Новые НКУ серии RS51i представляют собой комплексные решения для распределения, управления и учета электроэнергии, объединяющие самые надежные низковольтные аппараты АББ в современном эргономичном корпусе. По соглашению сторон, компания RS Group осуществит сборку, поставку и шеф-монтаж НКУ по следующей номенклатуре:

- Для ТП-10: главный распределительный щит 4000 А, 2 сухих трансформатора RESIBLOC 2500 кВа, шинопровод 4000 А Canalis;
- Для ТП-3: главный распределительный щит 2500 А на АББ
- Для ТП-4: главный распределительный щит 4000 А на АББ, 1 сухой трансформатор RESIBLOC 2500 кВа, шинопровод 4000 А Canalis.

Сборка НКУ для ТП-10 и ТП-4 будет осуществляться на заводе RS Group в городе Королев Московской области, для ТП-3 – на заводе RS Group в Казани.

Завершение поставки оборудования запланировано на I квартал 2011 г. В том же 2011 г. ожидается пролонгация договора на поставку оборудования RS Group и АББ еще для двух трансформаторных подстанций. В общей сложности план модернизации энергетического хозяйства казанского завода ГК «Эфес Россия» предусматривает реконструкцию девяти подстанций.

«В течение ближайших нескольких лет мы намерены усилить производ-



ственную безопасность и повысить энергоэффективность завода «Красный Восток – Солодовпиво». Переоборудование энергетической системы столь мощного предприятия, выпускающего более 20 млн. литров пива в год, является комплексной и весьма сложной задачей. Для ее реализации мы привлекли двух ведущих партнеров на электротехническом рынке: концерн АББ, флагман в области электрооборудования высокого качества, и компанию RS Group, более 10 лет предлагающую на россий-

ском рынке комплексные решения, профессиональный сервис, а также расширенные гарантии», – отмечают в ГК «Эфес Россия».

«Новая линейка НКУ, разработанная совместно с нашим стратегическим партнером – компанией RS Group, – представляет собой комплексное, универсальное техническое решение, значительно облегчающее процесс последующей эксплуатации электроустановки клиентом. Мы надеемся, что проект с ЗАО «ПО «Красный Восток – Солодовпиво» станет достойным референсом для производственных предприятий различного профиля», – подчеркнул Алексей Голубцов, руководитель направления компании АББ.

«При совместной разработке новой линейки НКУ с АББ мы в первую очередь ориентировались на создание комплексного типового решения, удобного как с точки зрения производства, так и с точки зрения эксплуатации, – соглашается Владимир Михайличенко, технический директор RS Group. – При этом новые НКУ серии RS51i отличает использование наиболее надежной технологии защиты электрических цепей, основанной на современных низковольтных автоматических выключателях с электронными расцепителями. Используемая аппаратная часть соответствует всем последним требованиям рынка и в особенности повышенным требованиям по безопасности».

Сокращение расходов на энергоснабжение здания до 30% — это только начало

Комплексные решения для оптимизации энергозатрат на всех уровнях предприятия

Энергоэффективное управление сложным предприятием — задача непростая. Наша архитектура управления энергопотреблением EcoStruxure позволяет выполнить эту задачу путем интеллектуальной интеграции систем здания на единой IP-платформе.

Экономия энергии в масштабах всего предприятия

Сегодня только архитектура управления энергопотреблением EcoStruxure компании Schneider Electric позволяет сократить расходы на энергоснабжение до 30%, объединив такие энергоемкие системы, как вентиляция и кондиционирование, контрольно-пропускная система, видеосистема безопасности и система управления освещением на всем предприятии.

Снижение энергопотребления здания на 30% — это лишь часть экономии, которой можно достичь в масштабах предприятия благодаря архитектуре EcoStruxure.



Узнайте мнение экспертов о том, как экономить энергию!

Загрузите БЕСПЛАТНО эту информационную статью и примите участие в розыгрыше устройства для чтения электронных книг Kindle!

Зайдите на веб-сайт www.SEreply.com и введите код 842521
Центр поддержки клиентов 8 10 800 25954011
(звонок по России бесплатный)

EcoStruxure

Архитектура эффективного управления электроэнергией на всем пути — от электростанции до розетки



Центры обработки данных

Осуществляется управление энергопотреблением и контроль в реальном времени всех компонентов инженерной инфраструктуры на уровне шкафов, ряда стоек, серверной комнаты и здания в целом.



Промышленное предприятие

Открытые стандартные протоколы позволяют осуществлять комплексное управление автоматизированными процессами с минимальными простоями, повышенной производительностью и максимальной энергоэффективностью.



Здания

Интеграция на архитектурном уровне систем безопасности, энергоснабжения, освещения, распределения электроэнергии, противопожарной безопасности, вентиляции и кондиционирования, ИТ и телекоммуникаций на всем предприятии позволяет сократить расходы на обучение персонала, эксплуатацию, техобслуживание и энергопотребление.

30%



ИННОВАЦИИ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ: САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ «ЭНЕРГОСТРОЙ» СОЗДАЛА МЕЖДУНАРОДНУЮ ПЛОЩАДКУ

Вопросы инноваций в электросетевом строительстве обсуждались на 1-й Международной научно-практической конференции, инициатором и организатором которой стала саморегулируемая организация НП «ЭНЕРГОСТРОЙ».



Алексей Санников, президент СРО НП «ЭНЕРГОСТРОЙ»

До недавнего времени проблемы строительного комплекса страны волновали в основном самих строителей и частично заказчиков этих услуг. В связи с этим стала исчезать интеллектуальная составляющая в деятельности строительного сектора экономики. **СРО НП «ЭНЕРГОСТРОЙ»** собрала под свое «крыло» почти 500 строительных организаций, расположенных в 64 субъектах Российской Федерации, которые самым непосредственным образом связаны с электросетевым комплексом. Именно силами этих организаций обеспечивается выполнение инвестиционных программ в распределительном электросетевом комплексе страны, а также поддержание основных фондов в работоспособном состоянии, модернизация электросетевого хозяйства.

Открывая конференцию, президент СРО НП «ЭНЕРГОСТРОЙ», заместитель генерального директора ОАО «Холдинг МРСК» **Алексей Санников** отметил, что в электросетевом комплексе страны накопилось немало проблем. Главная из них – высокий износ основных фондов, который достигает 70 %. В связи с этим перед

сетевиками стоит задача не просто обновить сетевое хозяйство, сократив износ объектов до 50 %, а перевести его на качественно новый уровень. Это очень большая и очень затратная работа. Между тем переложить расходы на потребителей сетевика не имеют права. Значит, требуются такие подходы и решения, которые позволят выполнить поставленные задачи, не прибегая к экстремальным финансовым мерам. Такие решения возможны только на основе инновационных разработок. Поэтому основная цель проводимой конференции – это обмен опытом между российскими предприятиями и зарубежными партнерами для развития и внедрения инновационных технологий в электросетевом строительстве, обсуждение вопросов обновления производственно-технологической базы электросетевого комплекса, развитие и поддержка сотрудничества, в том числе международного, в сфере энергосбережения и энергоэффективности.

В своем выступлении исполняющий обязанности директора Департамента государственной энергетической политики и энергоэффективности Минэнерго России **Олег Токарев** сообщил, что сегодня Минэнерго РФ проводит серьезную работу по созданию технологических платформ, одна из которых – интеллектуальная энергетическая система, и привлечение к этому процессу специалистов саморегулируемой организации НП «ЭНЕРГОСТРОЙ» будет содействовать внедрению новых технологий в электросетевом комплексе. Министрство открыто для диалога и дискуссий на эту тему.

Одна из наиболее серьезных задач, по словам заместителя генерального директора – технического директора ОАО «Холдинг МРСК» **Бориса Механошина**, стоящая перед корпорациями, нацеленными на создание новой, модернизированной энергетической, это задача построения новой системы управления проектированием. При этом необходимо решить главные вопросы: в каком направлении двигаться, выработать внятную техническую политику, а также разработать специализированный инструментарий, который будет действовать на рынке инжиниринговых и проектных услуг.

Конкретную реализацию эффективного способа управления проектами представил заместитель генерального директора по капитальному строительству ОАО «МРСК Урала» **Сергей Семериков**. Он отметил, что их метод на практике позволил оптимизировать сроки строительства объектов за счет скоординированной работы всех участников строительства.

Участники конференции многократно отмечали: строительный энергокомплекс стоит перед новым, вероятно трудным и важным этапом. Начинается практическая реализация крупнейшего проекта – строительство энергообъектов в Сочи к Олимпиаде-2014. Это не просто проект мирового масштаба, который предполагает новое качество строительства. Он должен быть осуществлен в сжатые сроки, установленные Правительством России. Таким образом, принимаясь за строительство, компании берут на себя громадную ответственность.

Раньше большинство строительных рисков компании решали простым способом: откладывали строительство до лучших времен. Но сегодня такие подходы уже не позволительны.

«Мы должны научиться строить вовремя, — резюмировал **Алексей Санников**. — А для этого нам нужны профессиональные кадры. Мы не зря так много внимания уделили на конференции именно этому вопросу. Главное условие повышения эффективности отрасли — это обучение людей. И те конференции, которые стала организовывать саморегулируемая организация НП «ЭНЕРГОСТРОЙ», способствуют решению этой задачи: мы обобщаем передовой опыт и знакомим с ним всех, кто в этом заинтересован».

Всего в 1-й Международной конференции «Инновации в электросетевом строительстве» было представлено 19 докладов, в том числе выступили представители 5 иностранных компаний из Испании, Франции, США, Германии и Финляндии. Посетителями конференции стали около 300 участников из десятков регионов России, многие из которых высоко оценили уровень проведения данной конференции и выразили готовность принять участие в следующей конференции 2011 года.



Участники Международной конференции «Инновации в электросетевом строительстве»

КОММЕНТАРИИ ЭКСПЕРТОВ



КОНСТАНТИН ЗАЙЦЕВ,

заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике:

В условиях перехода к ресурсно-инновационному пути развития на базе модернизации энергетики проведение такого мероприятия очень важно. Выработка стратегии инновационного развития предприятий, разработка четких, эф-

фективных механизмов развития и внедрения инноваций являются актуальной задачей государственного масштаба. Инициированная саморегулируемой организацией НП «ЭНЕРГОСТРОЙ» I Международная научно-практическая кон-

ференция предоставила возможность обсудить примеры решения сложных задач в энергетическом строительстве и в целом наметить вектор движения в направлении инновационного развития предприятий.



НИКОЛАЙ ШВЕЦ,

генеральный директор ОАО «Холдинг МРСК»:

Стратегическая задача, поставленная Президентом страны, — создание конкурентоспособной экономики и переход ее на инновационный путь развития. Решению этой задачи призвана также и данная конференция, позволяющая

укрепить профессиональные связи, продемонстрировать научно-технический, промышленный и инновационный потенциал предприятий, активно содействовать обмену опытом между российскими и международными специали-

стами. Отрадно, что инициатором и организатором конференции выступила саморегулируемая организация НП «ЭНЕРГОСТРОЙ», координирующая роль которой все больше ощущается энергетическим сообществом.

КОМУ В ДЕЙСТВИТЕЛЬНОСТИ ПРИНАДЛЕЖИТ РОССИЙСКАЯ ГЕНЕРАЦИЯ?

Компания «Тейдер» выпустила новый информационно-аналитический продукт «Собственники российской генерации», который позволил аналитикам компании сделать неожиданный вывод: 52 % установленной мощности генерирующих объектов российской электроэнергетики принадлежат государству. Миф о преобладании частного капитала в этом сегменте преувеличен.

Аналитический отчет «Собственники российской генерации» содержит детальную информацию об акционерах генерирующих компаний оптового рынка электроэнергии (ОГК), территориальных генерирующих компаний (ТГК), генерирующих компаний и отдельных станций, не входящих в ОГК и ТГК (НГК).

Информация представлена в разных разрезах, удобных для понимания расстановки сил в генерирующем секторе:

- в разрезе мажоритарных акционеров;
- по типу собственности/административной принадлежности, с отображением доли установленной мощности, приходящейся на каждого крупного инвестора;
- с отображением интересов отдельных влиятельных лиц в электроэнергетической отрасли.

По типу собственности (административной принадлежности) крупные акционеры классифицированы по четырем категориям:

- Российская Федерация (в интересах которой действуют такие госучреждения, как госкорпорация «Росатом», правительство г. Москвы, Федеральное агентство по управлению государственным имуществом (Росимущество) и др.);
- компании с госучастием (ОАО «Газпром», ОАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО «ФСК ЕЭС» и др.);
- иностранные компании (E.ON, Enel и др.);
- частные российские компании (ОАО «ГМК «Норильский Никель», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «КЭС-Холдинг», ОАО

«СУЭК», ОАО «Группа Е4», ОАО «Группа ЕСН», ООО «Группа ОНЭКСИМ», ООО «Группа СИНТЕЗ», ОАО «Мечел», ООО «Базовый Элемент» и др.).

В общей сложности представлено 33 мажоритарных собственника (владеющих генерирующими активами напрямую или через аффилированные компании), из которых главные игроки в сегменте генерации (помимо государства) – 9 крупных частных компаний-акционеров, на долю которых приходится 79,773 ГВт общей установленной мощности РФ (36 %).

В аналитической справке к отчету отображена динамика изменения акционерного капитала энергокомпаний РФ за период 2007-2010 гг.

Регулярность обновления отчета – ежеквартальная.



SAPE 2011

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

12-14 апреля 2011

МОСКВА, ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», ВВЦ

Организаторы:



При поддержке: **ИНВЭЛ** Под патронатом: **ФСК** **ЕЭС**

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

- ▶ защитные средства для работы персонала электрических станций и сетей
- ▶ штанги изолирующие, диэлектрические пластиковые лестницы, стремянки, вышки
- ▶ спецодежда, рабочая обувь
- ▶ дерматологические средства индивидуальной защиты
- ▶ разработки, направленные на улучшение условий труда и повышение безопасности труда работников электроэнергетики
- ▶ средства индивидуальной и коллективной защиты персонала от воздействия вредных и опасных факторов
- ▶ приборы контроля параметров вредных и опасных производственных факторов
- ▶ инструменты и приспособления, обеспечивающие уровень безопасности производства
- ▶ новые технологии, обеспечивающие безопасность труда
- ▶ совершенствование системы управления охраной труда
- ▶ механизация и автоматизация трудовых и технологических процессов
- ▶ современные методы и средства подготовки персонала к безопасному производству работ
- ▶ психофизиологическое обеспечение надёжности профессиональной деятельности и сохранения здоровья персонала
- ▶ аварийно-спасательный инструмент и оборудование, средства пожаротушения, защитная одежда
- ▶ ультразвуковые измерители расстояния
- ▶ нормативные документы

www.sape2010.ru

т.+7(499) 181-52-02
contact@sape2010.ru

НПП «ЭКРА»: ИТОГИ УЧАСТИЯ В ВЫСТАВКЕ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ – 2010»

С 30 ноября по 3 декабря во Всероссийском выставочном центре (ВВЦ) в Москве при поддержке Минэнерго РФ, ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС» прошла VIII международная выставка «Электрические сети России», которая по праву считается крупнейшей электро-энергетической выставкой страны. Ежегодно в ней принимают участие более 400 российских и зарубежных компаний, а число гостей в этом году превысило 10 тысяч человек.



По традиции выставку открыли заместитель главы Минэнерго РФ Андрей Шишкин, председатель правления «ФСК ЕЭС» Олег Бударгин и заместитель генерального директора «Холдинга МРСК» Геннадий Бинько, при этом они отметили постоянно растущий интерес к выставке участников электротехнического рынка России и зарубежья, а также ее высокий уровень в целом.

Как и в предыдущие годы, НПП «ЭКРА» продолжает впечатлять новыми разработками, которые были представлены посетителям в действующих образцах: шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем одностороннего обслуживания с поворотной рамой; шкаф дифференциально-

фазной защиты и ОАПВ линии серии ШЭ2710 582 с поддержкой протокола МЭК 61850; шкаф противоаварийной автоматики ШЭЭ223; демонстрационный стенд АСУ и проверочный комплекс серии Omicron для первичного и вторичного оборудования.

За время работы выставки на стенде НПП «ЭКРА» побывали многочисленные партнеры и потенциальные заказчики. Специалисты предприятия отвечали на вопросы представителей технических служб «ФСК ЕЭС», «Холдинга МРСК», «СО ЕЭС», сотрудников ведущих проектных институтов страны. Проводилась демонстрация представленного оборудования, чтобы все желающие смогли оценить его технический уровень.

За достигнутые успехи организаторы выставки удостоили НПП «ЭКРА» дипломом и медалью «За разработку устройств РЗА сети 110–750 кВ с поддержкой протокола МЭК 61850».

В рамках выставки прошла презентация нового научно-технического журнала «Релейная защита и автоматизация», который охватывает обширную тематику систем релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления и АСУ ТП в электроэнергетике.

Посетители выставки отметили высокий уровень мероприятия, широкий спектр новейшего оборудования, отличные экспозиции, присутствие всех ключевых предприятий российского и мирового энергетического рынка.

ООО «ГЛОБАЛ ИНСУЛЭЙТОР ГРУПП»: НОВЫЙ УРОВЕНЬ ОБЩЕНИЯ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

Огромным интересом посетителей пользовался на выставке «Электрические сети России – 2010» стенд постоянного участника всех предыдущих выставок – компании ООО «Глобал Инсулэйторм Групп» (Global Insulator Group, GIG).



На выставке GIG презентовало отраслевой каталог по изоляторам. Издание было выпущено в целях информирования потребителей о существующей базе оборудования для линий электропередачи и подстанций и получило высокую оценку со стороны энергетиков. Они отметили, что с выпуском каталога компания GIG перешла на новый уровень общения с потребителями.

Делегация компании и предприятий-партнеров провели на выставке «Электрические сети России – 2010» деловые переговоры с российскими и зарубежными представителями электросетевых, строительных, монтажных и проектных организаций.

Из новой продукции, выпускаемой партнерами GIG – ОАО «ЮАИЗ» и ООО «ЛИК», интерес вызвали изделия тяжело нагруженной группы, востребованные в России и за рубежом; новый поддерживающий зажим ПБ-3, основные узлы которого выполнены из алюминиевого сплава с целью

снижения потерь на перемагничивание. Кроме того, доклад начальника отдела главного конструктора по изоляторам Ефимова О.Н. о новых видах изделий в линейной изоляции был озвучен на одной из секций выставки, посвященной воздушным и кабельным линиям электропередачи.

Продукция компании предназначена для использования в энергосистемах, на предприятиях железной дороги, в нефтегазовой промышленности: стеклянные и фарфоровые изоляторы, линейная арматура для воздушных линий электропередачи и распределительных устройств, станций и подстанций от 0,4 кВ до 1150 кВ.

Продукция заводов компании подтверждена международными сертификатами качества. На заводах внедрена и сертифицирована система менеджмента качества в соответствии с международным стандартом ISO 9001:2008.

Помимо РФ и стран СНГ, постоянными потребителями «Глобал Инсулэйторм Групп» являются

свыше 300 компаний из 48 стран Европы, Ближнего Востока, Азиатско-Тихоокеанского региона. GIG осуществляет поставки продукции, а также комплексные поставки электротехнического оборудования через собственную систему коммерческих подразделений и дилерскую сеть. Продукция соответствует мировым стандартам и поставляется точно в срок, поскольку GIG считает главным приоритетом обеспечение надежной и безопасной эксплуатации энергетических объектов.

Производственные мощности предприятий-партнеров компании «Глобал Инсулэйтор Групп» позволяют выпускать до 8 млн. шт. стеклянных изоляторов в год. Это позволяет им занимать второе место в мире по объему производства изоляторов из закаленного стекла.

Качество продукции, которую реализует «Глобал Инсулэйтор Групп», подтверждено исследованиями и испытаниями ведущих европейских лабораторий: Кема (Голландия), VEIKI-VNL (Венгрия), ВЭИ и ВНИИЭ (Москва), НИИПТ (Санкт-Петербург).

Электротехнические характеристики изоляторов, их типы и размеры соответствуют международным стандартам: IEC 60 303, IEC 60 120, IEC 60 383, IEC 60 372 и др.

Качество изделий обеспечивается автоматизацией и тщательным контролем технологического процесса, развитой исследовательской и испытательной базой, постоянным совершенствованием конструкции и технологии.

Компания постоянно участвует в специализированных отраслевых конгрессах, выставках России, ближнего и дальнего зарубежья, как то: выставка «Middle East Electricity» (ОАЭ), международная конференция «CIGRE» (Франция), «Электрические сети России» (РФ) и многие другие. Компания также организует собственные тематические конференции для специалистов энергосистем на базе промышленных площадок. Все это дает возможность быть ближе к потребителям, оперативно решать их вопросы в конкретных регионах, что положительно сказывается на состоянии энергетики.

Благодаря конструкторскому штату и маркетинговым ресурсам компания и ее партнеры лидируют по количеству новых предложений для рынка энергетики.

За последние два года на производстве освоены стеклянный штыревой изолятор ШС10Е, стекляннно-фарфоровый штыревой ШС10И, а также вариант для СИП ШС10И 1, изоляторы с увеличенной длиной пути утечки ПС70И и ПС120В, тяжело нагруженные изоляторы ПС400В и ПС530А, изоляторы U120AD, U160AD и U210AD с аэродинамическим профилем изоляционной детали, зажим, поддерживающий ПБ-3 для алюминиевых и сталеалюминевых проводов, распорки демпфирующие типа РД и ЗРД,



Арматура, выпущенная на ОАО «ЮАИЗ»

Зажим, поддерживающий глухой ПБ-3 с повышенными механическими свойствами, основные узлы выполнены из алюминиевого сплава с целью снижения потерь на перемагничивание



Переговоры с зарубежными потребителями

зажимы аппаратные универсальные с покрытием контактной части сплавом на основе галлия.

Продукция проходит испытания в независимых испытательных центрах с целью проверки соответствия показателей качества установленным требованиям национальных стандартов и требованиям заказчика.

www.gig-group.com

НОВИНКИ ИЗВЕСТНЫХ БРЕНДОВ НА ВЫСТАВКЕ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ РОССИИ – 2010»



Гибридное КРУ HYPact производства
Альстом Грид



Система электропитания постоянного тока
COT-M производства Benning



Индикатор короткого замыкания на ВЛ
ИКЗ-2, фирма «Антракс»

Предлагаем краткий обзор наиболее интересных, на наш взгляд, новинок выставки «Электрические сети России – 2010», которые отметил наш корреспондент, пройдясь по стендам известных компаний.

Альстом Грид представляла на выставке гибридное КРУ HYPact, соответствующее стандарту IEC 62271-205 – Mixed technology switchgear. К преимуществам данного КРУ можно отнести: климатическое исполнение –45...–60 °С с чистым элегазом (без газовой смеси), повышенная надежность за счет герметичной конструкции, экономия места за счет компактности, упрощение процесса проектирования за счет интеграции модулей в единый конструктивный узел, сокращение монтажных работ.

Фирма **BENNING** представляет систему электропитания постоянного тока COT-M, основанную на импульсных модулях, подключаемых по технологии Hot-plug (plug and play), что обеспечивает широкую применимость систем, простоту модернизации, легкость монтажа и обслуживания. Благодаря высокой плотности мощности модули имеют небольшие габариты и вес при высоком КПД.

Еще одна новинка компании **BENNING** – система электропитания постоянным током на безвентиляторных модулях, разработанная в соответствии с потребностями и пожеланиями сетевых компаний.

Фирма «**Антракс**» продемонстрировала новый прибор – индикатор короткого замыкания ИКЗ-2М. Индикаторы, установленные на опорах ВЛ 6–35 кВ, измеряют I и U в линии, определяя место КЗ. В случае КЗ прибор сохраняет в памяти направление потока мощности, значения аварийных I и U , время и оценочное расстояние до места замыкания и передает эти данные с помощью GPRS на диспетчерский пункт (память содержит сведения о

50 авариях). При срабатывании ИКЗ с расстояния до 20 м от опоры виден яркий флажок, который после восстановления напряжения автоматически возвращается в исходное положение.

«**НПП Бреслер**», кроме традиционно выставляемых средств регистрации аварийных процессов, автоматики управления дугогасящими реакторами (ДГР), защиты дальнего резервирования, представило уникальный комплекс аппаратного двухстороннего определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи 110–750 кВ. В качестве канала связи двух терминалов может использоваться аппаратура ВЧ-связи производства ООО «Урал-энергосервис», благодаря совместно проведенной работе по модернизации стандартных комплектов ПВЗУ-Е. Альтернативой может служить связь по GSM модему.

Также была проведена презентация новой версии программы «WinBres» со встроенным модулем ОМП, где были учтены пожелания, которые были высказаны в процессе эксплуатации программы более чем на 1400 линиях ФСК. Большой интерес посетителей выставки вызвала линейка продукции автоматики ДГР: от мобильного устройства настройки, до комбинированного шкафа управления ДГР и определения поврежденного фидера.

Компания **Феникс-88** была награждена золотой медалью и дипломом первой степени за освоение и внедрение новых типов ОПН, применяемых для повышения надежности и оптимизации ВЛ 220–500 кВ. На стенде компании кроме ОПН были представлены и другие новые разработки:



Продукция НПП «Бреслер» на стенде компании



Делегация на стенде компании «Феникс-88».



KCO-298MSi, завод МЭЛ

- изолирующие траверсы для компактных ВЛ 110–220 кВ;
- полимерные покрышки для ремонтов выключателей 110 кВ и производства ТТ и ТН 110 кВ;
- крышка концевой кабельной муфты 500 кВ, разработанная по заказу Иркутскэнерго для ремонтных работ на Усть-Илимской ГЭС.

Компания «МЭЛ» представила на выставке «ЛЭП-2010» свои новые камеры KCO-298 MSi с вакуумными выключателями «SiON» и «3AH5» (Siemens).

Камеры соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90 (ГОСТ на КРУ) и имеют те же присоединительные размеры, что и ячейки KCO-298 MSi прежних лет выпуска, что обеспечивает их взаимозаменяемость. Они снабжены проходными изоляторами отсека подвижного элемента, в них могут быть установлены металлические шторки, а перемещение подвижного элемента осуществляется только при закрытых дверях этой камеры. Все блокировочные механизмы переработаны с целью еще большего повышения их надежности, а дно отсека ВЭ выполнено съемным для повышения удобства доступа ко всем элементам камеры.

На стенде ОАО «ПОЗИТРОН» можно было ознакомиться с устройством дистанционного контроля тока утечки ОПН, предназначенным для дистанционного измерения тока утечки, протекающего через нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) при воздействии фазного рабочего напряжения сети, используемых в сетях переменного тока напряжением 110–750 кВ.

Устройство позволяет проводить следующие измерения:

- амплитудное и действующее значение гармоник тока через ОПН;
- амплитудное и действующее значение емкостной составляющей тока;
- амплитудное и действующее значение активной составляющей тока;
- амплитуды гармоник в спектре тока с полосой обзора от 50 до 1000 Гц;
- число, дата и время срабатываний ОПН;
- оценивать и оповещать при критическом изменении состояния ограничителя.

Техническими специалистами Производственного объединения **ПРОМ-ЭНЕРГОСТРОЙАВТОМАТИКА** совместно с разработчиками ПО «Киевприбор» запущено в производство новое микропроцессорное устройство защиты отходящих кабельных и воздушных линий 6/10 кВ (сети с компенсированными и некомпенсированными емкостными токами) на основе МТЗ – МРЗС-05Л.

В рамках выставки ОАО «Электроприбор» продемонстрировала систему сбора данных, основанную на использовании многофункционального прибора ЩМ120 совместно с одним или несколькими модулями индикации. Прибор может использоваться при построении систем телемеханики, а также применяться в составе АСУ ТП энергообъектов для передачи результатов измерения системам верхнего уровня. Для повышения удобства и снижения стоимости измерения и отображения измеряемых параметров предусмотрено подключение к ЩМ120 сенсорного модуля индикации, который вызвал особый интерес у посетителей выставки.



Устройство дистанционного контроля тока утечки ОПН, ОАО «ПОЗИТРОН»



МП устройство защиты отходящих ВЛ и КЛ в сетях 6–10 кВ, ПО «ПРОМЭНЕРГОСТРОЙАВТОМАТИКА»



Система сбора данных на стенде компании «Электроприбор»

КРУ 6(10) «ВОЛГА»

КОНСТРУКЦИЯ, ОПТИМАЛЬНАЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ



Разработка новых конструкций или модернизация имеющейся линейки – традиционная для производителя инженерная задача. На динамично меняющемся рынке особенно важно адекватно оценивать потенциал каждого продукта и своевременно реагировать на требования потребителей, предлагая рациональные по стоимости и условиям эксплуатации решения.

Ячейки распределительных устройств 6(10) кВ КРУ «Волга» – пример реализации новых технических идей и эффективных технологий в соответствии с мировым опытом КРУ-строения.

Ячейки имеют унифицированную конструкцию и могут быть как одностороннего, так и двухстороннего обслуживания. Корпус ячейки состоит из самостоятельных, имеющих высокую степень локализации отсеков: сборных шин, выкатного элемента, кабельных присоединений, цепей вторичной коммутации.

Каждый отсек с силовым оборудованием имеет индивидуальную систему сброса избыточного давления в случае дугового короткого замыкания. Для удобства визуального наблюдения за состоянием оборудования служат смотровые окна и светодиодное освещение в отсеках.

ОТСЕК СБОРНЫХ ШИН

Современные конструкторские решения неразрывно связаны с понятием надежности и уменьшением затрат на эксплуатацию. Для этого в КРУ «Волга» система сборных шин выполнена необслуживаемой в течение всего срока эксплуатации.

Расположение в отсеке шин, выполненных из бескислородной меди особой твердости, способ их крепления и соединения позволяют гарантировать постоянство контактного нажатия и стабильность переходного сопротивления цепи не только во всем диапазоне рабочих температур, но и в кратковременных аварийных режимах.

Локализацию отсеков сборных шин соседних ячеек КРУ «Волга» обеспечивают проходные изоляторы, которые фиксируют сборные шины и предотвращают распространение дуги. Применение медной шины со скругленными гранями выравнивает напряженность электрического поля и уменьшает вероятность пробоя на корпус КРУ или соседние токоведущие части.

ОТСЕК ВЫКАТНОГО ЭЛЕМЕНТА

В конструкции КРУ «Волга» реализовано среднее расположение выкатного элемента и установка его привода в непосредственной близости к силовым контактам выкатного элемента. Данное решение обеспечивает стабильную работу выкатной тележки и гарантирует перемещение выкатного элемента без заметного усилия и перекосов в момент стыковки контактных разъемов.

Во всем диапазоне номинальных токов КРУ шторочный механизм отсека оборудуется металлическими перегородками, гарантирующими безопасность персонала при работе с выкатным элементом. В КРУ «Волга» не допускается применение пластиковых перегородок, так как из-за дефектов внутренней структуры такие перегородки могут оказаться под потенциалом статического или номинального напряжения.

Существенное конструктивное отличие КРУ «Волга» от многих других КРУ, представленных на рынке, – съемная перегородка отсека выкатного элемента. Это решение открывает с фронтальной стороны обслуживания неограниченный доступ к заземляющему разъединителю, трансформаторам тока и прочим удаленным элементам КРУ.

Индикация и мнемосхема на двери отсека в сочетании с полным набором механических и электромагнитных блокировок исключает ошибочные действия персонала при оперативных переключениях и предотвращает несанкционированный доступ к частям, находящимся под напряжением.

Выкатной элемент КРУ «Волга» комплектуется любыми силовыми выключателями и выпускается в нескольких функциональных исполнениях: с трансформаторами напряжения; с предохранителями; с токоведущей перемычкой (секционным разъединителем); для испытания кабелей повышенным напряжением.

ОТСЕК КАБЕЛЬНЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ

Наибольшее количество отказов силового оборудования связано с электрическим пробоем кабельных присоединений. Нарушение целостности изоляции может быть вызвано нагревом кабеля и оплавлением изоляции в результате плохого контакта, повреждением изоляционного слоя при изгибе кабельных жил, неправильной разделкой или установкой изолирующих муфт вследствие ограниченного пространства в кабельном отсеке.

В КРУ «Волга» для исключения подобных ситуаций подключение кабеля производится на высоте не менее 750 мм от пола. В камерах одностороннего обслуживания зона ввода кабеля приближена к фронтальной стороне КРУ, в камерах двухстороннего обслуживания – к задней стороне.

Одно из основных требований эксплуатирующего персонала – обеспечение оперативного доступа к трансформаторам тока, расположенным в кабельном отсеке. В большей степени это связано с обслуживанием вторичных присоединений на трансформаторе, с периодическими поверками или аттестацией оборудования. В КРУ «Волга» применяются трансформаторы тока с длинными выводами, которые подключены к цепям измерения и релейной защиты непосредственно в отсеке вторичных цепей, поэтому отсутствует необходимость проведения профилактических работ с трансформаторами в отсеке кабельных присоединений.

Каждый трансформатор тока установлен на индивидуальной монтажной панели, что упрощает его демонтаж при замене.

ОТСЕК ЦЕПЕЙ ВТОРИЧНОЙ КОММУТАЦИИ

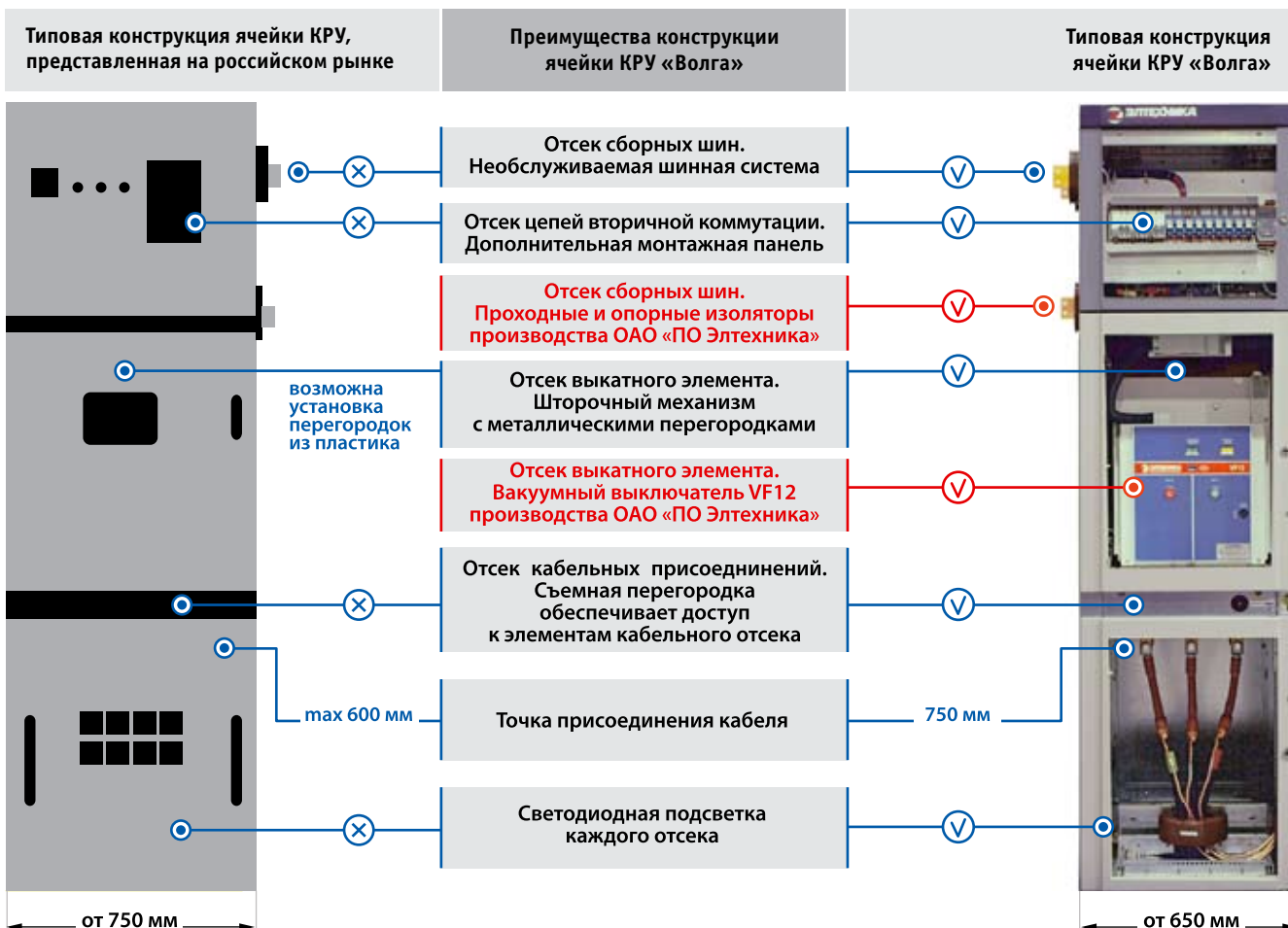
Как правило, для большинства объектов, оборудованных КРУ, необходимо, чтобы камеры были оснащены устройствами теле-

управления и сигнализации. При этом существенно возрастает количество комплектующих в отсеках вторичных цепей и плотность монтажа. Зачастую производители КРУ склонны использовать всю полезную площадь отсека, пренебрегая условиями монтажа жгутов межкамерных соединений при установке распределительного устройства на объекте.

Для оптимального использования внутреннего пространства отсека вторичных цепей все комплектующее оборудование КРУ «Волга» размещается по глубине отсека на двух монтажных панелях. На заднюю монтажную панель устанавливается оборудование, не требующее периодического обслуживания, на переднюю монтажную панель, имеющую поворотное исполнение, – обслуживаемые устройства. Тем самым обеспечивается возможность монтажа сложных схем вторичных цепей и свободного монтажа внешних присоединений.

Реализация функциональных задач при построении схем распределительных устройств обеспечивается широкой гаммой типовых решений КРУ «Волга», а также возможностью применения любого оборудования РЗА.

Конструкция КРУ «Волга» отражает не только нормативные требования к оборудованию данного класса. Представление о том, каким должно быть современное электрооборудование, сформировалось в том числе благодаря нашим заказчикам: сочетание их опыта эксплуатации и производственного опыта «ПО Элтехника» гарантируют высокий уровень исполнения такого современного продукта, как КРУ 6(10) «Волга».



СЕРИЯ ПРИБОРОВ PM130 PLUS ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Приборы серии PM130 PLUS израильской фирмы SATEC предназначены для измерения и мониторинга параметров электрической энергии в трехфазных трех- и четырехпроводных системах.

КНЫШУК Д. П., генеральный директор ООО «Энергометрика»

Выпускаются две модификации прибора. Базовая модель PM130P позволяет осуществлять трехфазные измерения напряжения, тока, частоты, мощности и cosφ. Модель PM130EH дополнительно осуществляет интегрирование мощности и энергии, а также оценивает несинусоидальность (в том числе по отдельным гармоникам до 40-й), т.е. может использоваться как анализатор качества и как трехфазный счетчик активной, реактивной и полной энергии.

PM130 PLUS имеет три входа напряжения и три полностью гальванически изолированные входа тока. С прибором используются внешние трансформаторы тока и, при необходимости, напряжения с вводом коэффициентов трансформации в прибор для пересчета результатов измерений. Метрологические характеристики прибора соответствуют классу точности 0,5S согласно ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003).

Важное преимущество PM130 PLUS – возможность получения сигналов в цифровой форме для последующей обработки информации или передачи на расстояние. С этой целью прибор в стандартной версии оснащен портом связи RS-485 (протоколы ASCII, Modbus и DNP3.0), что позволяет использовать его в различных системах сбора и передачи данных.

Математическую обработку сигналов обеспечивает мощный внутренний процессор с объемной оперативной памятью и внутренней энергонезависимой памятью. Имеются часы реального времени.

Для прибора PM130EH PLUS, начиная с версии N1.4B, появился журнал для записи данных и журнал событий.

В журнал данных пользователь может записать до 9 выбранных им параметров (ток, напряжение, мощность, энергию или любой другой измеряемый параметр). Свободной памяти прибора

хватает примерно на 1300 записей для записи всех 9 параметров. Каждой записи присваивается индивидуальная метка времени. Параметры могут записываться в память как с любым выбранным шагом, так и с применением дополнительных условий.

В журнал событий записываются любые внешние и внутренние события: изменение настроек, сброс данных, отключение питания.

С учетом требуемых пользователем функций прибор PM130 PLUS может быть дополнен одним из следующих модулей:

- Дискретные входы (входы состояния) + релейные выходы (DI). Этот модуль имеет 4 оптически изолированных дискретных входа типа «сухой контакт» и 2 релейных выходы, используется для сбора дискретной информации о состоянии устройств релейной защиты и автоматики, для получения импульсов отсчетчиков электрической энергии или других приборов, для внешней синхронизации времени, а также для выдачи импульсов, сигналов аварийной сигнализации и управления;

- Аналоговые выходы (АО). При помощи этого модуля прибор получает оптически изолированные аналоговые выходы с различными рабочими диапазонами (по заказу), (измерительные преобразователи тока). Имеется внутренний источник питания 24 В;

- Порт Ethernet позволяет использовать в дополнение к стандартным ASCII, Modbus и DNP 3.0 протоколы передачи данных Modbus TCP и DNP3 TCP;

- Порт PROFIBUS также позволяет расширить возможности передачи данных;

- Модуль «Многотарифная система учета электроэнергии» позволяет вести учет электроэнергии по различным тарифам с учетом сезона, типа дня и

времени суток (в течение суток возможна установка до 8 значений времени переключения тарифа). В его состав входят часы высокой точности, дополнительная батарея (сохраняющая питание часов до 5 лет) и 4 оптически изолированных дискретных входа типа «сухой контакт», предназначенные для сбора дискретной информации.

Прибор имеет небольшие размеры (114×114×109 мм, вес 0,7 кг) и подходит для монтажа в четырехдюймовый круглый или квадратный вырез 92×92 мм (что позволяет устанавливать его на имеющихся панелях взамен устаревших или вышедших из строя приборов). Также можно заказать прибор в специальном исполнении для монтажа на DIN-рейку.

Общий вид прибора представлен на рис. 1. На трех экранах светодиодного дисплея отражаются данные измерений по выбору пользователя.

В общей группе измерений доступны 17 различных страниц (наборов данных, отображаемых одновременно на экране), причем возможна установка режима автопрокрутки показаний с программируемым интервалом времени.

Кнопками навигации и управления, расположенными на лицевой стороне прибора, пользователь может перейти в другие режимы:

- МАКС/МИН – в режим отображения максимальных и минимальных значений токов, напряжений, мощностей и др.;

- ГАРМ/ВЫХОД – в группу измерения гармоник;

- ЭНЕРГИЯ – в режим отображения различных видов энергии (в модели PM130EH) и к многотарифному учету (при наличии соответствующего дополнительного модуля).

Наглядную информацию о текущем уровне нагрузки дает графический

светодиодный индикатор, расположенный в левом верхнем углу лицевой панели. Здесь постоянно отображается величина токовой нагрузки в процентах относительно заданного пользователем номинального тока – например, если нагрузка составляет 80 % от номинальной, то горят индикаторы от 40 до 80 % включительно. Персонал своевременно замечает превышение нагрузки и может принять необходимые меры. Если номинальная нагрузка не задана, то в расчет принимается первичный ток трансформатора тока.

Ниже на дисплее имеется индикатор импульсов энергии, который показывает импорт активной мощности из расчета 1000 импульсов на 1 кВт·ч. Светодиодные индикаторы RX и TX на дисплее показывают активность порта связи, загораясь при передаче или получении данных.

Все настройки прибора производятся непосредственно через панель дисплея, либо через порты связи с помощью программы PAS. Эта русскоязычная программа поставляется бесплатно со всеми приборами фирмы SATEC, устанавливается на компьютере пользователя и обеспечивает множество полезных функций: дистанционное управление прибором, накопление и обработку получаемых данных и др. Связь с прибором осуществляется через порт RS485, или через дополнительный порт (Ethernet или Profibus).

В компьютере пользователя для каждого из приборов создается отдельная база данных, в которой хранятся настройки и параметры. Можно загрузить, изменить или прочитать настройки в режиме онлайн, а также подготовить настройки в режиме оффлайн, а затем загрузить их в прибор, локально и дистанционно. Имеется возможность защиты настроек паролем.

Программа PAS осуществляет ряд операций дистанционно, через каналы связи, что удобно для пользователя. Так, измеряемые данные могут читаться с прибора в режиме реального времени, обновляясь на экране с заданной частотой, а также одновременно сохраняться в базе данных в компьютере. PAS поддерживает 33 программируемых набора данных для чтения из приборов в реальном времени. Удобны функции просмотра получаемых данных в виде таблицы или в графической форме (рис. 2).

Модель PM130EH PLUS позволяет также получать и просматривать в реальном времени формы кривых токов и напряжений, т. е. работать в режиме осциллографа. Они могут быть показаны как по отдельности, так и по разным фазам одновременно, а также как граф действующих значений, период за периодом, или как спектр гармоник (рис. 3).

Это позволяет использовать прибор не только для измерений и постоянного мониторинга, но и для исследования качества электроэнергии.

С помощью Диспетчера сохранения файлов программы PAS файлы событий, данных и осциллограмм могут сохраняться в компьютере в формате таблиц Microsoft Excel или баз данных Microsoft Access, что удобно для последующей обработки. Файлы загружаются в компьютер по требованию пользователя или автоматически по заданному расписанию – например, ежедневно, еженедельно или ежемесячно. Это позволяет получать долговременные профили данных.

Отметим, что базы данных имеют тенденцию к быстрому росту, а при размере свыше 0,5 Гбайт операции с ними значительно замедляются. Во избежание чрезмерного роста файлов можно периодически менять имя базы данных или воспользоваться Диспетчером сохранения, который будет архивировать базы данных по заданному пользователем расписанию. Архивная база данных получает то же имя, к которому добавляется дата наиболее старой записи в архиве, что дает возможность легко идентифицировать их.

Если прибор оснащен релейными выходами, программа PAS позволяет послать команду на любое реле или освободить включенное реле, работающее в режиме удержания. Такая функция позволяет не только контролировать заданные параметры, но и предпринимать необходимые действия.

К полезным функциям прибора следует отнести также возможность его самодиагностики. Информация о состоянии прибора сохраняется в регистре диагностики, который находится в энергонезависимой памяти и может быть прочитан через каналы связи или с помощью программы PAS.

Приборы серии PM130 PLUS имеют сертификат об утверждении типа измерения IL.C.34.004.A № 27898 от



Рис. 1. Общий вид прибора

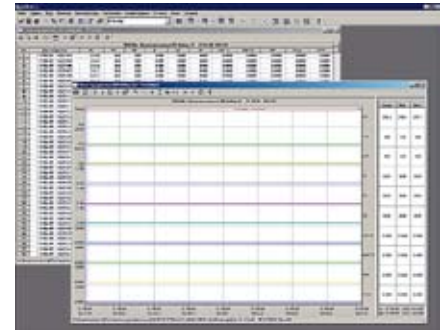


Рис. 2. Мониторинг данных измерений

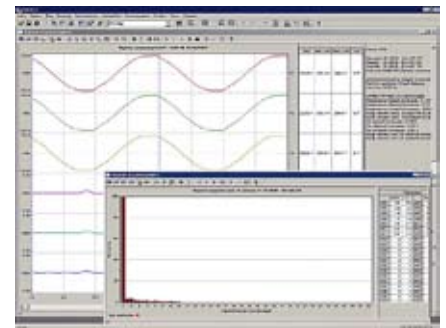


Рис. 3. Представление форм кривых токов и напряжений

31.05.07 г. и соответствуют требованиям российских и международных стандартов IEC 61010B-1:2004 (ГОСТ Р МЭК 61010-2005), ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22), ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003), ГОСТ Р МЭК 61010-2005, ГОСТ Р 51317.4.2-99 (МЭК 61000-4-2-95), ГОСТ Р 51317.4.4-99 (МЭК 61000-4-4-95), ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95), ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96), ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 61000-4-8-93), ГОСТ Р 51317.6.4-99 (МЭК 61000-6-4-97), ГОСТ Р 51318.22-99.

Система менеджмента качества SATEC LTD сертифицирована по международным стандартам ISO 9001:2000 и имеет сертификат соответствия директивам Евросоюза CE.

Компания «Энергометрика»
Тел./факс +7 495 510-1104
E-mail: zakaz@energometrika.ru
www.energometrika.ru

ТРИ ТРИЛЛИОНА В НОВЫЕ СЕТИ

Инвестиционная программа Холдинга МРСК уже в 2011 году увеличится на 90 % по сравнению с текущим и достигнет 170 млрд. руб. Всего же до 2020 года холдинг собирается потратить на обновление и восстановление сетей 2 трлн. 850 млрд. руб. Эта цифра, озвученная в декабре на совещании у председателя правительства руководителем холдинга Николаем Швецом, потрясла воображение даже Владимира Путина. «Все здесь сидящие понимают, что такое триллион и больше триллиона для страны», – сказал премьер-министр правительства.

Нарастивать объем инвестиций холдинг решил в начале 2010 года. Впервые об этом генеральный директор Холдинга МРСК **Николай Швец** заявил еще 27 апреля, выступая на втором заседании Координационного совета президиума генерального совета партии «Единая Россия» по вопросам энергосбережения и повышения энергетической эффективности. По словам Николая Швеца, уровень износа основных фондов распределительного сетевого хозяйства России составляет в среднем 69 %, а потери в сетях по итогам 2009 года достигли 8,7 %. Для снижения этих показателей был разработан проект программы реновации в распределительном сетевом комплексе. Стоимость ее реализации глава Холдинга МРСК оценил в 2 трлн. 850 млрд. руб. в течение 10 лет. «В соответствии с программой реновации ожидается снижение уровня износа оборудования до 50 %, потерь – до 6 % к 2020 году», – заявил Швец.

По расчетам Холдинга МРСК, переход на RAB-регулирование позволит за счет тарифных источников направить на программу реновации около 350 млрд. рублей. Заемных средств предполагается использовать 1,2 трлн. рублей. «Экономия с 2013 года – за счет того, что будет установлено новое оборудование, – это где-то 500 млрд. рублей. Но и рассчитываем на помощь где-то около 800 млрд. рублей», – сказал Николай Швец **Владимиру Путину** на совещании, состоявшемся 11 декабря. Если холдинг получит эту сумму от государства, программу удастся реализовать в течение 10 лет, в противном случае программа растянется на 15–18 лет. «Но такую программу будем реализовывать. Мы теперь знаем, где, сколько, какого оборудования нам надо заменить. Начальник РЭСа знает, сколько оборудования им предстоит заменить в течение ближайших 50 лет, для того чтобы оборудование, которое выработало свой нормативный срок, уже не было. Замена этого обо-

рудования будет энергоэффективной и уже с учетом вот этих вызовов, которые мы в последнее время наблюдаем по отношению к распределительно-сетевому комплексу», – пообещал председателю правительства **Николай Швец**.

Программа реновации предусматривает замену всего оборудования, выработавшего нормативный срок, строительство объектов технологического присоединения и реновации кабельных линий электропередачи, снижение уровня потерь. Она рассчитана на привлечение средств из федерального бюджета путем участия государства в доэмиссиях акций компании. Средства будут направляться на российские предприятия – производители электросетевого оборудования, которые сегодня на 95 % способны удовлетворить потребности распределительных сетевых компаний Холдинга МРСК. «Кроме того, ожидается, что программа на 38 % будет профинансирована из средств федерального бюджета и на 11 % – за счет перехода регионов Российской Федерации к регулированию тарифов на передачу электроэнергии по методу доходности инвестированного капитала», – заявил **Николай Швец**. Он также отметил, что «эффект от экономии денежных средств, возникающий в результате реализации программы реновации, начиная с 2012 года, составит, по предварительным расчетам, около 577 млрд. рублей и позволит профинансировать 20 % общих расходов на программу. Еще около 882 млрд. рублей планируется привлечь из заемных источников.

Документ был согласован в Минэнерго, Минфином, Минэкономразвития и Минпромторгом России и 17 декабря должен был быть рассмотрен в правительстве на комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством вице-премьера **Игоря Сечина**. На данный момент обсуждения документа еще не было, пояснили в секретариате г-на Сечина. Назвать новые сроки рассмотрения здесь затруднились.

До 2015 года МРСК планирует вложить в реновацию сетей около 1 трлн. руб. 37 % этой суммы холдингу даст амортизация, 32 % – прибыль, 14 % – плата за техприсоединение, 13 % – привлеченные кредиты, 3 % – допэмиссия, 1 % придется на прочие доходы, считает аналитик Дойче Банка **Дмитрий Булгаков**. Программа на ближайшие 5 лет утверждена и понятна, план реконструкции сетей расписан у всех МРСК, отмечает эксперт. «Десятилетняя же программа предполагает, что инвестиции после 2015 года не только не будут снижаться, но даже вырастут. Сказать, насколько это реально, в настоящее время сложно», – говорит г-н Булгаков.

Если до 2015 года Холдинг МРСК планирует вложить порядка 1 трлн. руб., значит, оставшиеся 1,8 трлн. планируется освоить в последующие 5 лет. А это следующий период долгосрочного регулирования по методологии RAB. «Это очень предварительные планы, которые потребуют уточнения и корректировки к началу следующего периода», уверен аналитик ИК «Тройка Диалог» **Игорь Васильев**.

Эксперты сходятся во мнении, что инвестпрограмму объемом в 1 трлн. руб. невозможно закрыть только через тариф. По мнению г-на Васильева, компании придется использовать заемное финансирование. «Для привлечения кредитов и займов необходимо обеспечить стабильность дохода и долгосрочную окупаемость инвестиций. Эти задачи решает регулирование с использованием методологии RAB», – говорит эксперт.

По прогнозам Холдинга МРСК, первоначальная база капитала составит около 900 млрд. руб. «Учитывая, что при установлении тарифов согласованная инвестпрограмма принимается в расчет, ее выполнение выглядит реалистичным», – считает г-н Васильев. Вопрос заключается в том, какой тариф принимать в расчет. Раньше использовался тариф «Издержки плюс», и фактически вся сумма необходимых инвестиций включалась в расчет выручки. Такая система хорошо работала, когда требуемые инвестиции были не очень большими. Сейчас же прямое финансирование инвестпрограммы за счет тарифов означает очень резкий и быстрый рост тарифа, что недопустимо. Методология RAB как раз позволяет сгладить рост тарифов. Кроме того, срок окупаемости инвестиций установлен в 35 лет, поэтому фактически инвестпрограмма оплачивается через тариф в течение долгого времени, что означает меньший рост тарифов. А предсказуемость позволяет использовать заемное финансирование.

В возможности привлечь 2,85 трлн. руб. за счет RAB-регулирования сомневается и аналитик «Инвесткафе» **Георгий Воронков**. «Сейчас, с учетом таргетирования инфляции и предстоящих президентских выборов, на резкий рост тарифов правительство не пойдет», – уверен г-н Воронков. По его мнению, RAB-тарифы позволят привлечь эту сумму где-то на 65–70 %, остальное финансирование, вероятно, будет привлечено за счет госсубсидий, возможно, допэмиссии.

Некоторые сетевые компании отмечали, что 2,8 трлн. руб. – необоснованно большая сумма для обновления сетей холдинга. Аналитики категорически не согласны с этим. «Столь масштабная сумма продиктована высоким уровнем износа распределительных сетей в целом по стране, она превышает 70 %», – говорит г-н Воронков. «Цифры, заявленные МРСК, продуманные, не вызывают отторжения», – согласен аналитик UniCredit Securities **Дмитрий Коновалов**. Для сравнения, инвестпрограмма ФСК на 2010–2014 годы составляет 952 млрд. руб. При этом у нее 121 000 км ЛЭП, а у МРСК – 2,1 млн. км (данные с сайта холдинга на конец 2009 года).

Впрочем, это признают и в самом холдинге. В начале декабря, выступая на деловом форуме в рамках выставки «Электрические сети России» начальник департамента по организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта Холдинга МРСК **Павел Голубев** отметил, что после подсчетов потребностей в обновлении оборудования руководство компании пришло к выводу, что реализовать эту программу только за счет тарифа невозможно.

Получится ли у МРСК воплотить свои желания в срок или нет, зависит от того, насколько государство будет готово финансировать сетевиков и насколько последовательными будут дальнейшие действия: будут или не будут меняться условия, параметры RAB, какие параметры будут после 5-летней программы, считает Григорий Воронков. Некоторые участники рынка связывают объемы инвестпрограммы с предстоящей приватизацией государственных активов. В их число по первоначальным планам государства были включены и «дочки» МРСК. Эксперты отмечают нежелание холдинга отдавать их в частные руки. Возможно, таким способом сетевая компания пытается показать государству, что в состоянии выполнять свои функции и без прихода нового собственника.

Мария Церетели, РБК daily
специально для журнала
«Энергоэксперт»



Аналитик Дойче Банка
Дмитрий Булгаков



Аналитик ИК «Тройка Диалог»
Игорь Васильев



Аналитик «Инвесткафе»
Георгий Воронков



Аналитик UniCredit Securities
Дмитрий Коновалов

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РОССИИ

ИВАНОВ Т. В., генеральный директор ФГУ «Российское энергетическое агентство»

КОНЕВ А. В., директор по инновациям ФГУ «Российское энергетическое агентство»

Энергоэффективность и инновации – основные приоритеты государственной политики. Серьезные результаты в повышении энергоэффективности не могут быть достигнуты без инноваций – технологических, организационных, инфраструктурных. В этой статье речь пойдет о технологических платформах – новом элементе национальной инновационной системы России.

В начале 2010 г. по результатам работы Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики России в июне–декабре 2009 г. (Приказ № 22 от 04.01.2010) Президент Российской Федерации дал ряд предельно конкретных поручений, нацеленных на стимулирование инновационной активности компаний с государственным участием, в том числе: разработка требований к программам инновационного развития компаний с государственным участием, увеличение расходов на исследовательские работы и модернизацию технологий; инициация разработки среднесрочных и долгосрочных программных мер инновационного развития при подготовке инвестиционных программ; участие компаний в создании и функционировании технологических платформ.

Во исполнение поручений Президента Российской Федерации Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям под председательством Председателя Правительства Российской Федерации был утвержден ряд документов (протокол № 4 от 03.08.2010 г.), придавших мощный импульс инновационной деятельности и положивших начало формированию новых для России элементов инновационной инфраструктуры – технологических платформ. В числе этих документов – рекомендации по разработке программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных

государственных унитарных предприятий; перечень акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий, разрабатывающих программы инновационного развития; порядок формирования технологических платформ.

В соответствии с Порядком формирования технологических платформ, под технологической платформой понимается «коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), совершенствование нормативно-правовой базы в области научно-технологического, инновационного развития».

Выбор технологической платформы, как идеологии и организационной формы для постановки целей и решения задач стратегического инновационного развития, обусловлен, по нашему мнению, рядом причин, в том числе:

- множественность потенциальных участников инновационного процесса;
- необходимость согласования интересов компаний и организаций из различных секторов;
- многодисциплинарность необходимых исследований для формирования долгосрочного видения, постановки

задач и разработки перспективных технологий;

- недостаточно развитые механизмы прямого взаимодействия компаний и научно-образовательных организаций, фрагментарное представление о существующих компетенциях.

Министерство энергетики Российской Федерации активно поддержало инициативу по формированию технологических платформ и выступило куратором подготовки предложений по созданию нескольких технологических платформ в энергетике, в том числе технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России», инициаторами формирования которой выступили Российское энергетическое агентство (РЭА) и Федеральная сетевая компания (ФСК).

В идеологии формирования технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России» (далее – ТП ИЭС) нашла свое отражение новая система взглядов, определяющая требования к энергетике будущего: возможность потребителей участвовать в управлении спросом и продавать энергию, выработанную на собственном генерирующем оборудовании; увеличение доли возобновляемой и распределенной генерации, работающих в составе ЕЭС России; прозрачная система учета и расчета стоимости электроэнергии и сопутствующих инфраструктурных услуг; повышение экономической эффективности генерации за счет гибкого



Рис. 1. Участники технологической платформы

управления; переход на интеллектуальные технологии контроля, учета и диагностики производственных активов, позволяющих обеспечить их эффективное функционирование и эксплуатацию; существенное повышение энергоэффективности на основе внедрения современных информационных технологий и систем управления.

Создание ТП ИЭС нацелено на формирование сообщества, заинтересованного в инновационном развитии и модернизации энергетики России на основе интеллектуальных технологий, и системное последовательное продвижение к созданию интеллектуальной энергетической системы России.

В рамках функционирования технологической платформы планируется определить основные требования к отечественной энергетике будущего и ее функциональным свойствам, направления технологического развития, а также скоординировать модернизацию (преодоление технологического разрыва) и инновационное развитие российской энергетики.

Межотраслевой характер технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России» определяет широкий круг ее потенциальных участников. На рис. 1 представлены основные группы потенциальных участников ТП ИЭС.

В настоящее время более 100 российских и зарубежных компаний, научных институтов и ВУЗов выразили

заинтересованность и готовность стать участниками ТП ИЭС.

Инициатива создания технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России» была представлена во время делового визита российской делегации в ноябре–декабре 2010 года в штате Техас и Вашингтоне (США) в рамках деятельности рабочей группы по энергетике двусторонней Российско-Американской Президентской комиссии (ДПК).

Инициатива получила высокую оценку и рассматривается как важный механизм решения задач российско-американского сотрудничества в сфере интеллектуальных сетей, стоящих перед рабочей группой по энергетике ДПК, включая реализацию пилотного проекта, установление партнерских отношений между энергокомпаниями, организацию обмена опытом, решение вопросов компьютерной и технологической безопасности, совершенствование правовой и нормативно-технической базы.

В настоящее время ведется работа по формированию организационной структуры и рабочих органов ТП ИЭС, уточнению краткосрочных и среднесрочных планов. По рекомендации рабочей группы по развитию частно-государственного партнерства в инновационной сфере при Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям прорабатывается вопрос об укрупнении технологических платформ по энергетике.

Формирование и функционирование технологической платформы ИЭС соз-

даст условия не только для модернизации энергетики на новой организационной, информационной и технологической основе, но и станет мощным стимулом для инновационного развития смежных отраслей (энергомашиностроения, строительства, транспорта и связи, сервисных предприятий по ремонту, наладке и проектированию). Работы в этом направлении создадут условия для развития энергетической науки и профессионального совершенствования кадрового потенциала энергетики.

Технологическая платформа «Интеллектуальная энергетическая система России», как элемент инновационной отечественной инфраструктуры, обеспечит формирование долгосрочного вектора развития, увязывающего научные исследования и разработки, бизнес-проекты, общественные и государственные интересы на основе преемственности развития энергетики с учетом имеющегося организационно-экономического, технологического и ресурсного потенциала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект Основных положений Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. Под редакцией Дорофеева В.В., 2010 г.

2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smartgrid. – М.: Энергия, 2010. – 208 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОАО «ФСК ЕЭС»

ФОРТОВ В.Е., СОН Э.Е., БОНДАРЬ В.С., ГОРЮШИН Ю.А., ДАРЬЯН Л.А., ДЕМЕНЬТЬЕВ Ю.А., ДОЛУДЕНКО А.Н., ЕЛЕСИН В.В., ЗИБАРОВ А.В., ИВАНОВ М.Ф., ЙОРИШ В.С., МИНЦЕВ В.Б., ПОЛИЩУК В.П., ТЕМИС Ю.М., УТКИН А.В., ШУРУПОВ А.В.

В работе проведены экспериментальные исследования по взрывобезопасности высоковольтного маслонаполненного оборудования, измерено и теоретически согласовано уравнение состояния трансформаторного масла, разработана диагностика бездуговых испытаний трансформаторов, создана расчетная методика моделирования трансформаторов при развитии электрической дуги, получены данные по динамическим нагрузкам в результате взрыва и моделирование деформации корпуса трансформатора, приводящие к разрушению корпуса трансформатора.

Анализ аварий с трансформаторами показывает, что разрушение корпуса трансформатора тесно связано с энергией образующейся электрической дуги при пробое. Нарастающее давление в корпусе трансформатора, приводящее в конечном итоге к разрушению, вызывается большим количеством энергии, высвобождающейся в виде теплоты при образовании электрической дуги. Наиболее вероятный сценарий: деградация трансформаторного масла и материалов трансформатора, возникновение кавитации, при котором резко снижается напряжение пробоя и возникновение электрической дуги в масле, которая может начинаться в токовводе или высоковольтной части трансформатора и заканчивающейся на корпусе.

Из анализа экспериментальных и теоретических исследований следует, что приблизительно 60 % разру-

шений были последствием пробоя в токовводе или высоковольтной части трансформатора, и примерно в половине случаев закончились пожаром. Однако неполадки в обмотках, хотя и составляют четверть всех случаев разрушения, не были причиной пожара.

Помимо этого, были сделаны следующие выводы:

1. Вероятность разрушения трансформатора тесно связана с энергией образующейся электрической дуги и увеличивается экспоненциально с увеличением напряжения в первичной обмотке трансформатора.

2. Наиболее вероятный сценарий разрушения – возникновение электрической дуги в токовводе или высоковольтной части трансформатора.

3. Традиционные конструкции трансформаторов плохо выдерживают высокое давление при пробое.

4. В редких случаях энергия дуги может достигать столь больших величин, что даже улучшенные конструкции трансформаторов могут быть разрушены.

5. Снижение давления через единственный клапан имеет малозначительный эффект в предотвращении разрушения (рис. 1). Для увеличения вероятности целостности конструкции необходимы или многочисленные клапана, установленные по периметру трансформатора, или единственный, но очень большой клапан в виде канала.

По результатам последнего симпозиума SIGRE можно отметить только одну работу, где выполнено численное исследование увеличения давления на стенке трансформатора в результате неполадки, а также сопутствующие при этом эффекты, которые были проанализированы с

помощью метода FSI (Fluid Structure Interaction). Также были введены принципы взрыва трансформатора и распространения волн давления. Повышение давления, воздействующего на стенку трансформатора, было проанализировано с рассмотрением ударных волн. Кроме того, была предложена эффективная технология предотвращения разрушения трансформатора в виде системы разгрузки давления. Результаты распределения давления с течением времени при пробое показали, что избыточное давление сначала генерирует симметричную волну сжатия, которая распространяется и взаимодействует со стенками трансформатора. Отраженные волны от стен взаимодействуют друг с другом и создают локальные области повышенного давления, что приводит к формированию сильно сжатого сферического газового пузыря, который выталкивает окружающее масло и является источником ударных волн.

Для определения состояния вещества внутри газообразного пузыря необходимы теплофизические данные, в частности, для численного гидродинамического моделирования необходимо широкодиапазонное уравнение состояния. Это подразумевает знание характеристик жидкости в широком диапазоне термодинамических параметров. Следует отметить, что во время энерговыделения в масле существуют две фазы: достаточно холодное масло, в котором распространяются волны сжатия и разрежения, и горячие газообразные продукты разложения. В современной литературе можно найти большое количество экспериментальных данных для воды и практически никаких данных для трансформаторного масла.

ИСПЫТАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ НА ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ БЕЗДУГОВОГО ИСТОЧНИКА ИМПУЛЬСНОГО ДАВЛЕНИЯ

Из экспериментов следует, что объем газов V_g , образующихся при разложении ТМ в дуговом разряде, прямо пропорционален энергии дугового разряда при коэффициенте газообра-

зования 110 л/МДж. Для ожидаемых токов КЗ объем газов, выделившихся при возникновении дуги, должен быть порядка 0,05 м³.

Характерное значение давления в парогазовом пузыре, составляет порядка 10 МПа, при этом в начальные 100–300 мкс после возникновения дуги давление в пузыре может быть на порядок больше. Средняя скорость расширения парогазового пузыря – порядка 102 м/с.

Характеристики бездугового источника импульсного давления

Для проведения испытаний использовался бездуговой источник импульсного давления (БИИД) (патентная заявка № 2010145738 от 10.11.2010). Принцип действия БИИД основан на использовании химической энергии взрывчатых материалов (ВМ), сгорающих в ограниченном объеме, так что максимальное давление в камере сгорания (КС), по оценкам, превышало 600 МПа.

Была проведена серия предварительных экспериментов по отработке конструкции БИИД с тем, чтобы обеспечить требуемые параметры силового воздействия на испытуемый объект. Эксперименты проводились в разрядных камерах, заполняемых жидкостью или воздухом. В качестве жидкости наряду с ТМ использовалась вода. В экспериментах измерялись нестационарные профили давления в камере, что позволило определить эффективное время работы БИИД. Также измерялась скорость движения границы раздела «жидкость-газ» под действием импульсного давления. В экспериментах с жидкостью измерялось давление в газовой подушке. При адиабатическом сжатии газа в воздушной подушке увеличение давления определяется уменьшением ее объема из-за расширения газов, поступающих в жидкость при работе БИИД. Как следует из выполненных экспериментов с модельными образцами ВМЭО, увеличение давления в газовой подушке хорошо описывается адиабатической зависимостью от объема, занятого расширяющейся жидкостью.

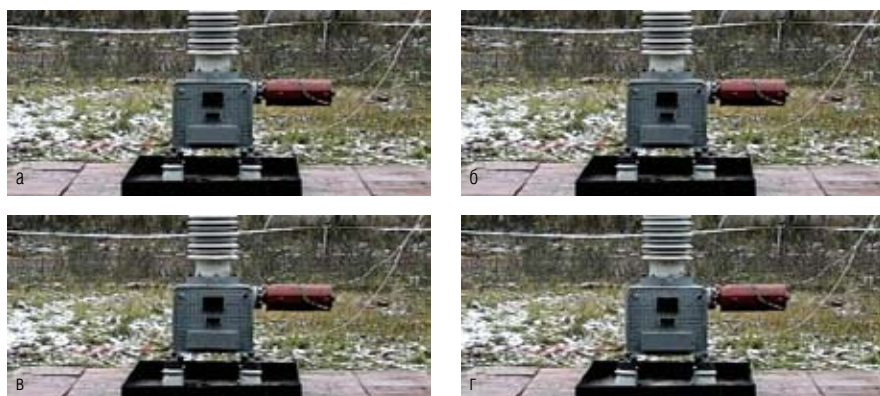
Заметного отличия течения ТМ и воды под действием БИИД выявлено не было. Последнее обстоятельство является весьма существенным, по-

скольку свидетельствует о возможности использования воды в качестве рабочей жидкости, заполняющей корпус ВМЭО, при проведении испытаний на взрывобезопасность с применением БИИД. Это позволит в дальнейшем значительно удешевить такие испытания.

Используемая конструкция БИИД позволила получить струю ПГ с давлением порядка 10 МПа в выходном сечении в течение 60–80 мс. Максимальное давление в струе в момент запуска достигало 30 МПа. Измеренный объем ПГ, образующихся при «выстреле», составлял около 0,14 м³, что согласуется с оценками газообразования при сгорании используемого типа ВМ (0,9 литра ПГ при нормальных условиях на 1 г ВМ). Это значение примерно втрое больше ожидаемого объема газа, который может образоваться при возникновении дуги в испытуемом трансформаторе. Избыточный объем V_g отчасти компенсирует потери энтальпии в источнике. Кроме этого, молекулярный вес ПГ примерно вдвое больше, чем молекулярный вес газообразных продуктов разложения ТМ. Также температура тяжелых частиц в дуге заметно больше, чем температура ПГ. Поэтому для того, чтобы обеспечить ту же мощность сил, воздействующих на корпус ВМЭО, при использовании БИИД, как и в дуговом разряде, необходимо увеличить объем ПГ. Степень адекватности разработанного источника с дуговым разрядом определялась в экспериментах с погружением источника в жидкость (трансформаторное масло). Практически можно констатировать, что необходимо обеспечить энергию ПГ на срезе БИИД, равную энергии дуги, при этом получим одинаковое гидродинамическое воздействие на трансформаторное масло.

В целом, на основании проведенных исследований можно утверждать, что силовое воздействие на корпус ВМЭО ПГ, получаемых с помощью разработанного БИИД, и электрической дуги с параметрами, наиболее вероятными для испытуемого трансформатора, являются эквивалентными.

В эксперименте измерялось давление на стенках трансформатора в трех точках. Проводилась скоростная



а – кадр 22, деформация отсутствует; б – кадр 23, началась деформация (1,6 мс);
 в – кадр 24, деформация продолжается (3,2 мс); г – кадр 38, видимая деформация закончилась (спустя 25,6 мс).

Рис. 1. Обработка видеofilьмов. Камера слежения 1, скорость съемки – 600 кадров в секунду

видеосъемка с помощью цифровой фотокамеры Casio EX –F1 BK.

Результаты испытания

Максимальное давление, которое успел зафиксировать датчик ДД1 до обрыва кабеля достигло 20 МПа, этот рост давления произошел примерно за 0,1 мс. Далее ДД1 показал постоянное давление на уровне 53 МПа.

Значения давлений, зарегистрированное датчиками ДД2 и ДД3, соответствует значениям, полученным в предварительных экспериментах. Длительность силового воздействия составляла около 60 мс. Задержка между сигналами с различных датчиков хорошо согласуется со временем распространения звуковых возмущений в масле.

Корпус трансформатора после испытаний претерпел значительные пластические деформации. Из измерений следует, объем корпуса трансформатора увеличился примерно на 8,5 литров, или на 12 %. Как следует из «раскадровки» видеосъемки, представленной на рис. 1, основная деформация корпуса произошла примерно за первые 20–24 мс после срабатывания БИИД, когда избыточное давление внутри трансформатора было порядка 1 МПа. Можно отметить, что характерное время деформации корпуса, зафиксированное обеими камерами, оказалось примерно одинаковым. Примерно через 15 мс после начала деформации корпуса пришел в движение сильфон, установленный сверху на изоляторе. Важно, что к моменту завершения деформации

корпуса трансформатора сильфон практически не раскрылся. С очевидными оговорками этот сильфон можно рассматривать как макет системы защиты трансформатора от разрушения при возникновении дуги (аналог системы TRANSFORMER PROTECTOR фирмы SERGI). Проведенные испытания показали, что деформация трансформатора произошла столь быстро, что эта система просто не успела бы сработать и сбросить давление внутри ТМ.

Важно подчеркнуть, что, несмотря на значительную пластическую деформацию корпуса, разрушение трансформатора и протечка масла не произошли. Таким образом, возникновение дуги с энергией порядка 400 кДж при внутреннем КЗ в испытуемом трансформаторе не должно сопровождаться пожаром из-за самовозгорания продуктов разложения ТМ, попавших в воздух. В целом, можно утверждать, что испытанный трансформатор тока типа ТБМО 110 УХЛ-1 является взрывобезопасным и пожаробезопасным при энергии воздействия до 400 кДж. С несколько меньшей уверенностью можно говорить о том, что испытанный трансформатор является взрывозащищенным при импульсном воздействии с общей энергией порядка 400 кДж.

РАСЧЕТНАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Основной целью данной работы было создание методики расчета трансформаторов на взрывобезопас-

ность. При этом необходимо было определение исходных параметров – теплофизических данных трансформаторного масла, разработка численного кода сопряженной задачи, включающей моделирование развития взрыва трансформатора и деформацию конструкции.

Методика представляет собой удобный и эффективный программный комплекс моделирования поведения масла в условиях высоковольтного разряда для обеспечения взрывобезопасности высоковольтного маслонаполненного электрооборудования.

Функциональное назначение и описание методики

Методика предназначена для проведения численного моделирования полей температур, плотностей и давлений в газе и масле на основе решения методом крупных частиц трехмерных уравнений Эйлера применительно к геометрии реальных маслонаполненных трансформаторов для обеспечения взрывобезопасности высоковольтного маслонаполненного электрооборудования.

Методика включает в себя широкий спектр математических моделей, позволяющих успешно решать задачи для науки и промышленности. Пользователи имеют возможность моделировать сложные нестационарные и стационарные трехмерные и двумерные процессы, среди которых:

- течения химически реагирующих смесей вязких газов;
- двухфазные течения с химической реакцией твердой и газовой фаз;
- процессы детонации конденсированных взрывчатых веществ и топливно-воздушных смесей;
- процессы горения проникаемых сред;
- течения идеального газа.

Для численного решения систем уравнений гидродинамики используется метод крупных частиц. Преимущество метода – высокая скорость счета, позволяющая пользователям пакета получать решение задач о течениях газа с числом Маха от 0,8 до 7 в десятки раз быстрее по сравнению с другими пакетами.

В отличие от большинства методик, методика определения взрывобезопасности маслонаполненных

трансформаторов напряжения использует для разбиения счетной области равномерную кубическую сетку. Причина этого в том, что неравномерная сетка обязательно вносит ошибку в результат решения задачи, особенно в случае моделирования сверхзвуковых течений. Точность результатов расчетов с использованием методики подтверждена многочисленными сравнениями с результатами экспериментов, показавшими хорошее совпадение.

Помимо этого, кубическая сетка очень удобна для параллельных вычислений. Ее использование позволило разработчикам добиться масштабируемости, близкой к идеальной. В результате методика очень эффективно использует ресурсы вычислительных систем.

Для пользователей, желающих использовать методику для расчета на многопроцессорных системах под Unix, но привыкших работать с Windows-интерфейсом, существует так называемая гибридная версия, которая состоит из двух частей. Первая – графический интерфейс пользователя, который запускается на персональном компьютере с операционной системой Windows, соединенном с вычислительным кластером сетью. Вторая – вычислительная часть, которая автоматически запускается на многопроцессорной системе. «Автоматически» означает, что пользователь работает только с традиционным Windows-интерфейсом пользователя, а вся работа с командной строкой кластера и batch/queue-интерфейсом осуществляется посредством специальных скриптов абсолютно незаметно для пользователя.

Препроцессор позволяет задавать размеры расчетной области, выбирать тип используемой модели, задавать все необходимые параметры для газов и твердых тел, формировать геометрию расчетной области с использованием как набора геометрических примитивов, так и путем импорта геометрических объектов из STL-файлов, задавать различные шаги по времени и граничные условия для разных этапов расчета. Также препроцессор позволяет устанавливать в любой точке расчетной области так называемые датчики,

Таблица 1

Процессор	Операционные системы	Компиляторы	Устройства для связи	Программное обеспечение для связи
Intel Pentium (x86 family)	Linux (Red Hat 7.3, 8, 9; Debian 3.0; другие современные дистрибутивы). Windows 98, NT, 2000, XP Solaris 8	Visual C++ 6	Ethernet	MPICH 1.2.x
		Visual C++ .NET	Myrinet	MPICH-GM 1.2.5..12 >
		GCC 2.95	SCI	LAM 6.x
		GCC 2.96		LAM 7.0
		PGI C++ 5		SCALI SSP 2.x, 3.x
		Intel C++ 5 (Win)		MP-MPICH 1.2.0
		Intel C++ 6 (Win)		
		Intel C++ 7.1		
AMD Opteron (AMD-64)	SuSE Linux Enterprise Server 8.1	Intel C++ 8.1	Myrinet 2000 Ethernet	MPICH 1.2.x
		GCC 3.2, 3.3		MPICH-GM 1.2.5..12 >
		PGI C++ 5		LAM 6.x LAM 7.0
Sun UltraSPARC 32-bit	Solaris 2.6	Sun Workshop C++ 5 GCC 2.95	Ethernet	MPICH 1.2.x LAM 6.x
Intel Itanium 2 (IA-64)	Linux Red Hat 7.3	Intel C++ 7	Ethernet	MPICH-GM 1.2.5..12 >
		Intel C++ 8	Myrinet 2000	
PowerPC G5	Linux	GCC		
	MacOS X 10			

которые в ходе расчета записывают в файл информацию о том, как меняются интересующие пользователя параметры в этой точке с течением времени.

Постпроцессор получает результаты расчета с узлов вычислительной системы в режиме реального времени и создает на их основе графические изображения и анимационные файлы с использованием новейших технологий визуализации, включая трехмерную воксельную графику и стереовизуализацию. Это дает пользователю возможность контролировать ход расчета и, в случае обнаружения ошибок, допущенных на этапе создания проекта, позволяет своевременно их устранить. Высокое качество и наглядность визуализации делает результаты расчета, полученные с помощью данной методики, понятными даже людям, не имеющим отношения к науке.

Важная особенность методики – поддержка параллельных вычислений на многопроцессорных вычислительных системах (вычислительных кластерах). Кластеры позволяют в сотни раз увеличить скорость счета по сравнению с персональным компьютером, для них не действуют ограничения на объем оперативной памяти. В результате с их помощью удастся решать

сложные задачи, которые не под силу обычным компьютерам. Поэтому в последние годы кластеры стали широко использоваться во всем мире, и в этом Россия не является исключением. В Российском федеральном ядерном центре уже установлены десятки многопроцессорных систем, есть они и в других организациях.

Методика обладает уникальными характеристиками по использованию процессоров вычислительного кластера; коэффициент эффективности достигает 0,96–0,98, что значительно превосходит возможности зарубежных конкурентов. Однако и на обычном персональном компьютере методика позволяет решать задачи такой сложности, которая не по силам конкурентам при той же конфигурации компьютера. Помимо этого, методика обладает удобным и понятным пользовательским интерфейсом, что делает работу с ним приятной, а процесс обучения пользователя легким и непродолжительным. Методика обеспечивает сохранение и восстановление полученных в ходе моделирования данных, а также их экспорт в файлы формата Tecplot. Кроме того, реализована система установки виртуальных датчиков.

В рамках методики реализованы пять моделей, каждая из которых

предназначена для решения определенного класса задач.

Программному комплексу доступен широкий диапазон программных и аппаратных платформ, на которых он может работать.

Программный комплекс может эффективно использоваться на многопроцессорных вычислительных системах (с общей памятью либо кластерных). Следует отметить, что существует гибридный вариант комплекса для МВС, в котором солверная (отвечающая за вычисления) часть находится на кластере, а управляющий модуль с графическим интерфейсом пользователя – на отдельной машине. Последняя может управляться операционной системой, отличной от той, что стоит на МВС, и быть связанной с кластером через локальную сеть или Интернет. При этом пользователь, работающий на управляющей машине, практически не видит разницы по сравнению с версией для персональных компьютеров. Гибридный вариант комплекса для МВС поддерживает все возможности по визуализации, в том числе и визуализацию “on-the-fly”.

Быстродействие

Расчет одного шага по времени в области из 1 000 000 трехмерных ячеек на компьютере Intel Centrino 1ГГц занимает 1 секунду. Это в десятки раз быстрее, чем у аналогичных зарубежных пакетов.

Методика способна рассчитывать до 30 миллионов трехмерных ячеек на каждый гигабайт оперативной памяти.

Самая большая расчетная область, обработанная при помощи методики, содержала 1,92 миллиарда трехмерных ячеек. Расчет производился на 128-узловом кластере с процессорами Dual Xeon EM64T 3.2 GHz (Университет аэронавтики «Embry-Riddle», Дейтон Бич, Флорида, США). Расчет одного шага занял приблизительно 17 секунд.

Масштабируемость и область применения

Проведены результаты тестирования масштабируемости методики. В качестве тестовой системы использовался 128-узловой кластер с процессорами Dual Xeon EM64T 3.2 GHz

Методика предназначена для изучения взрывных процессов в маслонаполненных трансформаторах.

Структура интерфейса

Система входных данных

Входными данными являются начальные условия, конструкции трансформатора и другие данные.

Система начальной конфигурации

Система является одной из основных в программе. В ней формируется проект, включающий в себя сценарий расчета, геометрическую конфигурацию проекта, постановку начальных и граничных условий, возможность добавления датчиков в проект. Система позволяет оперативно изменять свойства объектов, включенных в проект, и свойства самого проекта. Это может быть изменение положения и геометрии объектов, их внутренних свойств, характеристик стадий расчетов, параметров физических подмоделей и других свойств. Проект должен содержать как минимум одну стадию расчета, состоящую из определенного количества шагов некоторой продолжительности. Проект также содержит информацию об установленных в счетной области датчиков. Конфигурация задачи на каждой стадии расчета может изменяться, включая изменение граничных условий, геометрии и шага интегрирования.

При определении конфигурации используются объекты, называемые областью. Область – это регион в расчетной области, имеющий специфические физические параметры. Каждая область описывается тремя группами параметров:

- 1) Геометрия описывает форму и местоположение объекта области внутри расчетной области. Геометрия определяется с помощью геометрических элементов.
- 2) Тип области описывает совокупность ее физических параметров (например, газ это или тело).
- 3) Физические параметры области.

Существуют следующие типы областей: газ (жидкость), тело, взрывчатое вещество, источник энергии, неизменяемая область.

Иногда требуется получить особые количественные результаты для

решения задачи. Обычно вызывает интерес динамическое изменение одного или нескольких параметров в некоторой точке области, где решается задача. При физическом эксперименте в этом случае используют датчики или метки (маркеры). Датчики в программе полностью аналогичны экспериментальным датчикам. Отличительное свойство пакета состоит в возможности поместить датчик в любую точку расчетной области. При расчете динамическое изменение параметров записывается датчиком и сохраняются в файл на диске, который можно переслать на другой компьютер и использовать другими программами. Датчик позволяет записывать все параметры, считаемые в данной задаче.

Граничные условия

При задании граничных условий для 3D задач используются 2D элементы – точка (2D), прямоугольник, многоугольник, круг, эллипс.

Граничное условие – специальный тип области, используемый в 2D задачах. Эта область применяется для граничных условий на внешних границах расчетной области. Для определения граничного условия используются следующие параметры:

- 1) Edge – показывает, к какой внешней границе принадлежит элемент. Существует всего четыре границы: Left, Right, Top и Bottom.
- 2) Min и Max – максимальная и минимальная координаты (в ячейках области) примитива.

Постановка граничных условий разработана для задания грани, на которой необходимо определить конфигурацию граничных условий.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОРПУСА ТРАНСФОРМАТОРА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВЗРЫВНОЙ НАГРУЗКИ

Выбор программы расчета

Существование высокопроизводительных вычислительных средств, наличие необходимого математического и программного обеспечения позволяет считать математическое

моделирование одним из наиболее эффективных способов оценки прочности, прогнозирования долговечности и оптимизации конструкций и технологических процессов производства, в основе которых лежат процессы удара и взрыва. Одной из наиболее эффективных систем автоматизированного инженерного анализа является программа LS-DYNA.

LS-DYNA(LSTC) – многоцелевая программа, предназначенная для решения трехмерных динамических нелинейных задач механики деформируемого твердого тела, механики жидкости и газа, теплопереноса, а также связанных задач. В настоящее время LS-DYNA – лучшая коммерческая программа для решения задач соударения, взрыва, обработки металлов давлением и ряда других задач. В программе реализованы эффективные методы решения перечисленных задач, в том числе явный и неявный метод конечных элементов. В LS-DYNA реализованы процедуры автоматической перестройки и сглаживания конечно-элементной сетки при вырождении элементов, произвольные лагранжево-эйлеровы сетки, высокоэффективные алгоритмы решения контактных задач, широкий набор моделей материалов, возможности пользовательского программирования, а также процедуры лагранжево-эйлерового связывания и расчета многокомпонентных течений сжимаемых сред на подвижных эйлеровых сетках. Программный код LS-DYNA оптимизирован под основные платформы и операционные системы, векторизован, распараллелен для систем с общей (SMP) и распределенной памятью (MPP).

В связи с тем, что программа LS-DYNA, по сути, является только расчетной системой, в которой модули подготовки данных и анализа результатов расчета (препроцессор и постпроцессор) развиты слабо, то подготовка исходных данных, в частности, построение модели и задание граничных условий, и анализ полученных результатов целесообразно проводить в системах с более развитыми модулями препроцессора и постпроцессора. Примером такой системы является программный ком-

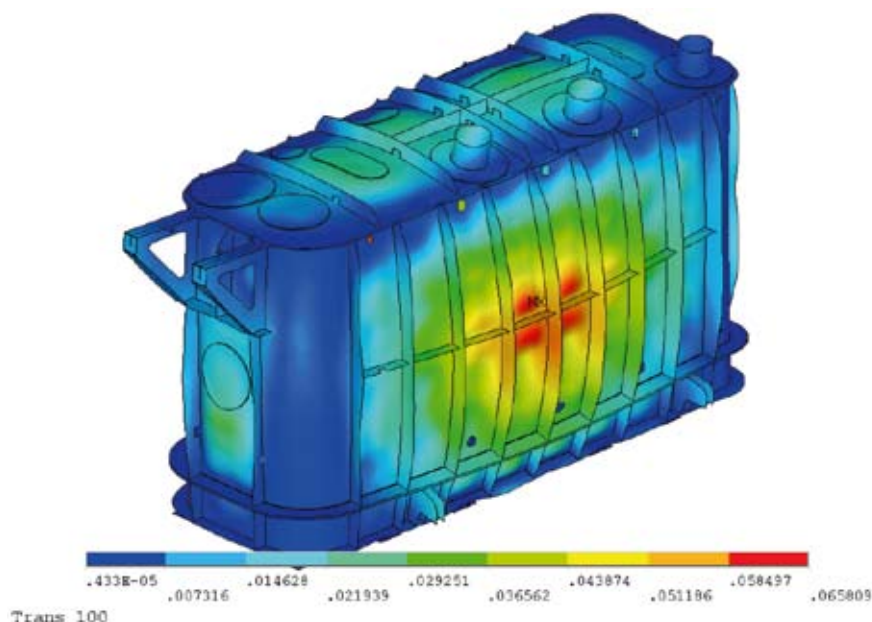


Рис. 2. Распределение суммарных перемещений для варианта 1 в различные моменты времени: а) 0.025 с; б) 0.05 с.

плекс ANSYS, в котором программа LS-DYNA входит как дополнительный расчетный модуль.

Программный комплекс ANSYS является системой численного моделирования так называемого «тяжелого» класса и предназначен для расчета процессов из различных областей физики на основе универсального метода конечных элементов в двумерной и трехмерной постановках. Реализована большая библиотека конечных элементов с широкими расчетными возможностями. Комплекс имеет развитые препроцессор с возможностью импорта файлов в форматах большинства систем объемного моделирования и постпроцессор.

Создание расчетной модели

В препроцессоре комплекса ANSYS на основе трехмерной модели трансформатора создается расчетная модель (рис. 2), в которую входят только детали основного корпуса. При этом необходимо следить, чтобы нормали поверхностей и построенных на них элементов, к которым предполагается задавать давление, были направлены в сторону внутренней полости (рис. 2). Это необходимо, чтобы прилагаемое в расчете давление имело необходимое направление.

На основе этой модели создается конечно-элементная модель, сетка

конечных элементов которой состоит из элементов типа shell (оболочечных) с толщинами, соответствующими модели. Соединение различных деталей между собой осуществляется связью типа Spotweld. Эта связь предназначена для моделирования различного типа соединений и, в частности, для соединений типа «сварка» или болтовых соединений. Имеется возможность задать либо неразрушаемое соединение, либо задать уровень растягивающих и сдвиговых усилий и пластических деформаций, при которых связь разрывается. Задание нагрузок осуществляется на набор элементов, моделирующие замкнутую полость трансформатора, в виде распределения давления по времени. Эти нагрузки получены из гидродинамического расчета распространения ударных волн при коротком замыкании.

Нами были разработаны программы системы APDL комплекса ANSYS, разработанные для ускорения создания расчетной модели.

Примеры расчетов ударного воздействия

Ниже приведены примеры расчета ударного воздействия на корпус трансформатора. В данных примерах ударное воздействие приложено с помощью средств программы LS-DYNA как взрыв в центре корпуса. Все связи имели заданный уровень

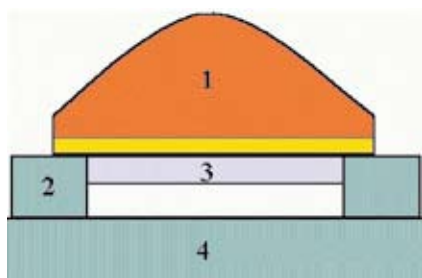


Рис. 3. Взрывное метательное устройство: 1 – взрывная линза, А-IX-1/парафин, $D=100$; 2 – фокусирующее кольцо, сталь, $D_{ext}=150$, $h=16$; 3 – ударник, Д16Т, $D=90$, $h=7$; 4 – мишень. Скорость метания 1.13 км/с. Справа – фотография экспериментальной сборки



усилий разрушения в зависимости от варианта расчета.

В первом варианте все детали были соединены неразрывной связью. Получены распределения суммарных перемещений деталей, интенсивности напряжений по Мизесу и интенсивности пластических деформаций по Мизесу, соответственно, в различные моменты времени.

Во втором варианте все связи имели одинаковый уровень усилий разрушения. Получены распределения суммарных перемещений деталей, интенсивности напряжений по Мизесу и интенсивности пластических деформаций по Мизесу, соответственно, в различные моменты.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ УДАРНОЙ СЖИМАЕМОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Целью данной части работы являлось измерение ударной адиабаты трансформаторного масла в интервале давлений 0,01–10,0 ГПа. Ударные волны в исследуемых образцах создавались с помощью взрывных устройств. В опытах регистрировалась скорость ударной волны и массовая скорость в исследуемом образце.

Экспериментальная база взрывных устройств

Для получения импульсов сжатия малой амплитуды (порядка 1 кбар) и длительностью около 10 мкс была разработана экспериментальная сборка, представленная на рис. 3. Ударные волны инициировались зарядом ВВ, в качестве которого использовался прессованный А-IX-1. Диаметр заряда составлял 20 мм, вес – 20 г. Параметры ударной волны варьировались изменением толщины слоя воды между ВВ и исследуемым образцом. С целью определения характера зависимости амплитуды и длительности импульсов от пройденного ими расстояния, были проведены предварительные эксперименты, в которых с помощью лазерного интерферометра VISAR регистрировалась массовая скорость за фронтом ударной волны. Для отражения лазерного луча, внутри воды, на фиксированном расстоянии от ВВ, помещалась алюминиевая фольга толщиной 100–200 мкм.

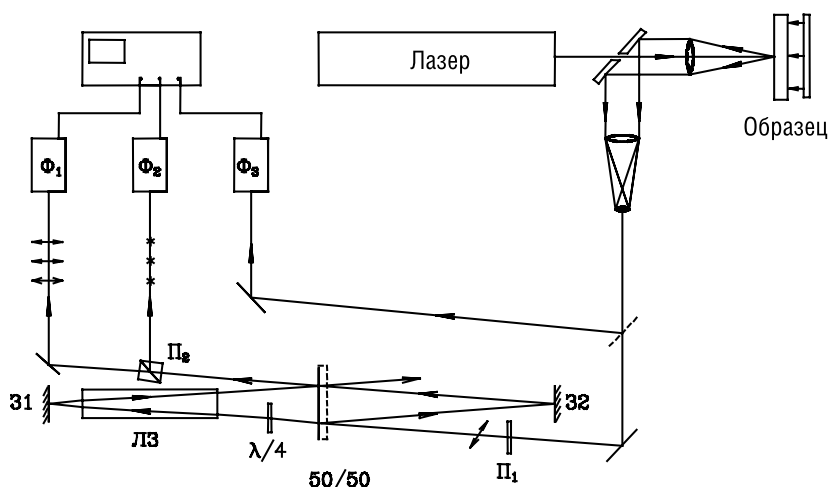


Рис. 3.2. Схема лазерного интерферометра VISAR.

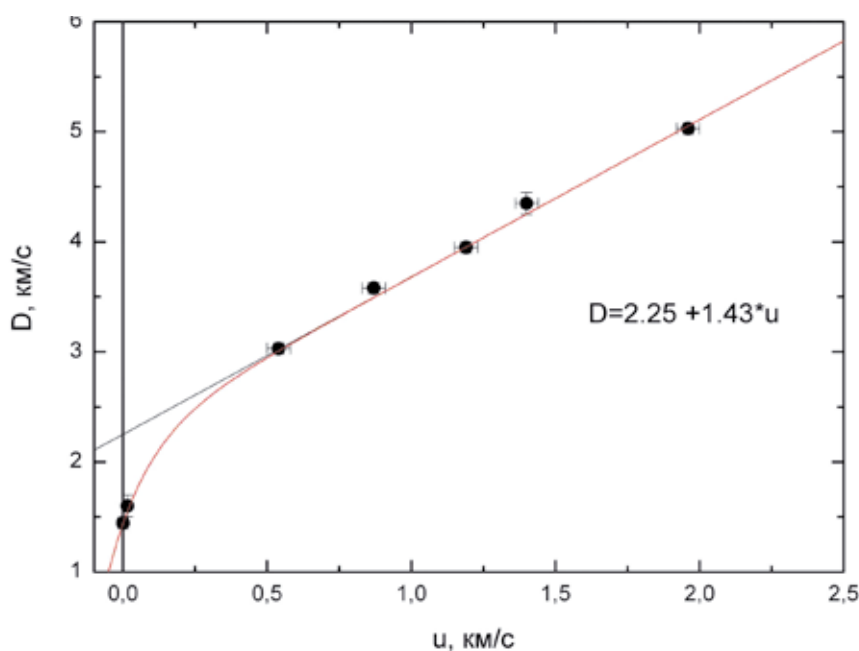


Рис. 4. Ударная адиабата ТМ при давлении ниже 10.0 ГПа

Полученные в результате проведенных экспериментов точки на ударной адиабате, приведены на рис. 4 в координатах скорость ударной волны D – массовая скорость u .

Экспериментальные данные при давлении выше 1,7 ГПа (соответствующее значение массовой скорости превышает 0,5 км/с) хорошо аппроксимируются линейной зависимостью скорости ударной волны от массовой скорости (черная линия на рис. 4):

$$D = 2,25 + 1,43 \cdot u, \text{ км/с.} \quad (1)$$

Однако при низких давлениях ($u < 0,2$ км/с) зависимость (1) дает завышенные значения D , а первое слагаемое, равное 2,25 км/с, отличается от скорости звука при атмосферном давлении на 40 %. Т.е. ударная адиабата ТМ в координатах D - u является сильно нелинейной и в исследованном интервале давлений от 0 до 10 ГПа может быть описана зависимостью:

$$2,25 + 1,43 \cdot u - 0,81 \cdot \exp(-7,5 \cdot u), \text{ км/с} \quad (2)$$

Зависимость (2) представлена на рис. 4 красной линией и, как видно, в пределах погрешности совпадает с экспериментальными данными.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена методика бездуговых испытаний трансформаторов, проведена апробация методики на полигоне ОИВТ РАН для трансформатора тока на 110 кВ, взрывным устройством с энергией до 400 кДж. Создан пакет программ на уровне, превышающем мировой для численного моделирования взрывобезопасности трансформаторов на основе комбинации газодинамического кода GDT и LSDYNA. Впервые в мире проведены экспериментальные исследования ударной адиабаты трансформаторного масла, необходимые для численного моделирования взрывобезопасности высоковольтного маслонаполненного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчеты о научно-исследовательской работе. Совершенствование взрывобезопасности и взрывозащищенности высоковольтного маслонаполненного электротехнического оборудования ОАО «ФСК ЕЭС». Этапы 1–4. ОИВТ РАН, Москва, 2008–2010 гг.
2. О построении уравнения состояния трансформаторного мас-

ла. Предварительный отчет. ИФТПЭ ОИВТ РАН, Лаборатория баз данных по свойствам веществ и материалов (№ 1.6.2), 2009.

3. Андерсон Д., Таннехилл Дж., Плетчер Р. Вычислительная гидромеханика и теплообмен. В 2-х т.: Пер. с англ. – М.: Мир, 1990. Т. 1 – 384 с.

4. Белоцерковский О.М., Давыдов Ю.М. Метод крупных частиц в газовой динамике: Вычислительный эксперимент. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1982. – 392 с.

5. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. Изд. 2-е, переработанное и дополненное. М.: «Энергия», 1968.

6. А.А. Введенский. Термодинамические расчеты нефтехимических процессов. Л., «Гостоптехиздат», 1960. 576 с.

7. Баженова Т.В., Брагин М.В., Голуб В.В., Иванов М.Ф. Ударно-волновой механизм самовоспламенения водорода при внезапном истечении из резервуара под высоким давлением. // Теплофизика высоких температур. 2007. Т. 45. № 5. СС. 733–741.



Продукция нового поколения

Отличительные особенности НКУ «АССОЛЬ»:

- Широкий диапазон номинальных параметров (номинальные токи до 7100А, до 100кА);
- Масштабируемость
- Изготовление любых низковольтных электроустановок;
- Модульная архитектура
- Любая конфигурация с различными вариантами разделения ячеек;
- Высокая надежность
- Применение современного оборудования ведущих мировых производителей;
- Простота, удобство и безопасность обслуживания;
- Современный привлекательный дизайн.



Power and productivity
for a better world™

www.electronmash.ru

194064, Россия, Санкт-Петербург, Тихорецкий пр., д. 14, корп. 1
Тел/факс: +7 (812) 702-12-62. E-mail: sales@electronmash.ru

www.abb.ru

ВОПРОСЫ ПИТАНИЯ УСТРОЙСТВ ПОСТОЯННЫМ ОПЕРАТИВНЫМ ТОКОМ

АНТОНОВ Л.Е., начальник отдела РЗА и ВК ООО «Высоковольтные энергетические системы»

Приказом ФСК ЕЭС №191 от 29.03. 2010 г. был утвержден «Стандарт организации «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» (далее – Стандарт) [2]. Этому событию предшествовала длительная, в течение двух лет, дискуссия, в которой многие пытались объяснить свою точку зрения на то, какой должна быть эта система на современных подстанциях. Многие соображения так и не были приняты авторами Стандарта, видимо, в силу того, что они просто отсутствовали во всех предшествующих решениях по постоянному току. Это повлекло за собой необходимость теперь уже в индивидуальном для каждой подстанции порядке доказывать заказчику необходимость их принятия. Остановлюсь только на двух взаимосвязанных моментах, актуальность которых получила неожиданное подтверждение в 2010 году: первый – необходимость разделения потребителей постоянного оперативного тока по требованиям к их надежности, и второй – организация питания цепей оперативной блокировки разъединителей и питания цепей дискретных входов терминалов нижнего уровня АСУ ТП.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УСТРОЙСТВ НА ГРУППЫ ПО ТРЕБОВАНИЮ К ИХ НАДЕЖНОСТИ

Во втором номере журнала «Энергоэксперт» за 2009 год мною уже были затронуты вопросы рассмотрения СОПТ с точки зрения распределения всех потребителей постоянного тока по группам с разными требованиями по уровню надежности. Повторяясь, коротко об этом можно сказать следующее.

Бесспорно, среди потребителей постоянного тока можно выделить устройства релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА) и автоматики управления высоковольтными выключателями (АУВ), как потребителей относящихся к группе, к которой предъявляются максимально высокие требования по уровню их надежности. Отказ в работе устройств этой группы или их неправильное действие всегда приводят к серьезному материальному ущербу. Именно по этой причине в качестве источника для их питания были выбраны когда-то аккумуляторные батареи.

Во вторую группу, с точки зрения требований надежности, можно было бы выделить устройства АСУ ТП, сиг-

нализации и аварийного освещения. Отказ в работе этих устройств не ведет к прямому материальному ущербу, но значительно усложняет управление подстанцией.

К третьей группе можно было бы отнести устройства управления разъединителями, их оперативная блокировка, цепи завода пружин высоковольтных выключателей. Отказ в работе этих устройств может сказаться только на увеличении времени ликвидации аварийных ситуаций.

Может, кому-то, кто занимается только АСУ ТП или силовой частью оборудования подстанции, такой принцип распределения покажется предвзятым, но он присутствовал в проектах еще задолго до появления «подстанций нового поколения». Отступление от него может породить – и уже породило – дополнительные условия неправильной работы оборудования. Так, объединение всех групп по уровню надежности в единую сеть по питанию от АБ увеличило емкость сети постоянного оперативного тока до такой ее величины (20–80 мкФ), что стало достаточно для излишнего срабатывания электромагнитов управления при замыкании на зем-

лю в их цепях. Эту возможность уже подтвердили несколько произошедших случаев. Вопрос еще ждет своего решения, но одно ясно уже и сейчас – при разработке СОПТ необходимо выполнять расчеты, учитывающие емкость кабелей вторичной коммутации (ВК) на землю. Требуется разработка дополнительных критериев, определяющих максимально возможную емкость цепей на землю, подключенных к одному источнику питания. Выбор – питать привода высоковольтных аппаратов от постоянного тока или от переменного – должен опираться на расчеты, определяющие такую допустимость, а не на возможность предоставляемую производителями высоковольтного оборудования.

Объединение в единую сеть устройств с разными требованиями по надежности, помимо увеличения общей емкости кабелей ВК на землю, увеличивает и вероятность неправильной работы при двойных замыканиях на землю. С этой точки зрения гальваническое объединение цепей, относящихся ко второй или третьей группе по надежности, с цепями первой группы значительно

снижает надежность работы последней. При этом нужно учитывать, на какое время возможно подключение устройств к цепям питания первой группы. Так, цепи аварийного освещения, хотя и имеют питание от АБ, но подключаются к ней только при пропадании питания от собственных нужд подстанции. Поэтому, хотя они и снижают надежность цепей РЗ, это снижение на два порядка меньше того, если бы они были подключены к АБ постоянно. Подключение же постоянно к АБ разветвленных цепей сигнализации (ЦС), разветвленных цепей сбора информации о положении первичных коммутационных аппаратов, управления разъединителей (ЦПКА и УР) значительно увеличивает вероятность неправильной работы устройств первой группы. Поэтому в своих проектах, начиная с 2004 года, для питания сети ЦПКА и УР мы применяем DC/DC преобразователи. Возможно, есть смысл выполнять питание ЦС также от второй группы DC/DC преобразователей (рис. 1).

ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ ПРЕТЕРПЕЛА ОПЕРАТИВНАЯ БЛОКИРОВКА РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

В настоящее время применение электромагнитных блокировок (ЭМБ) разъединителей считается неоспоримо морально устаревшим решением. Блокировки, которые по принципу действия не дают ответ, в чем причина запрета операций, очень часто в самый ответственный момент, когда происходят переключения и время на поиск ошибки категорически не достаточно, ставят оперативный персонал перед дилеммой – либо поверить правильность их запрета и, возможно, сорвать операцию, либо принять их действие ложным и, возможно, включить коммутационный аппарат на КЗ. Поддержание этих устройств в работоспособном состоянии требует трудозатрат, соизмеримых с трудозатратами, идущими на эксплуатацию всей РЗА подстанции. Это факт объясняется очень низким качеством исполнения вторичных цепей разъединителей и тяжелыми условиями, в которых им приходится работать. Количество эксплуатационного персонала

Рубрика ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК

Ведущий рубрики



Гусев Юрий Павлович

Заведующий кафедрой «Электрические станции» ГОУВПО «МЭИ (ТУ)», профессор

СИСТЕМЫ ГАРАНТИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

проектирование, разработка и производство



- системы оперативного постоянного тока
- зарядно-выпрямительные устройства
- щиты постоянного тока
- щиты собственных нужд
- шкафы батарейные
- реле контроля напряжения и пульсаций



ООО «Системы Постоянного Тока»

630083, г. Новосибирск, ул. Большевицкая, д. 177

Тел./факс: (383) 227-82-71, 227-82-72

e-mail: info@systemct.ru ■ <http://www.systemct.ru>

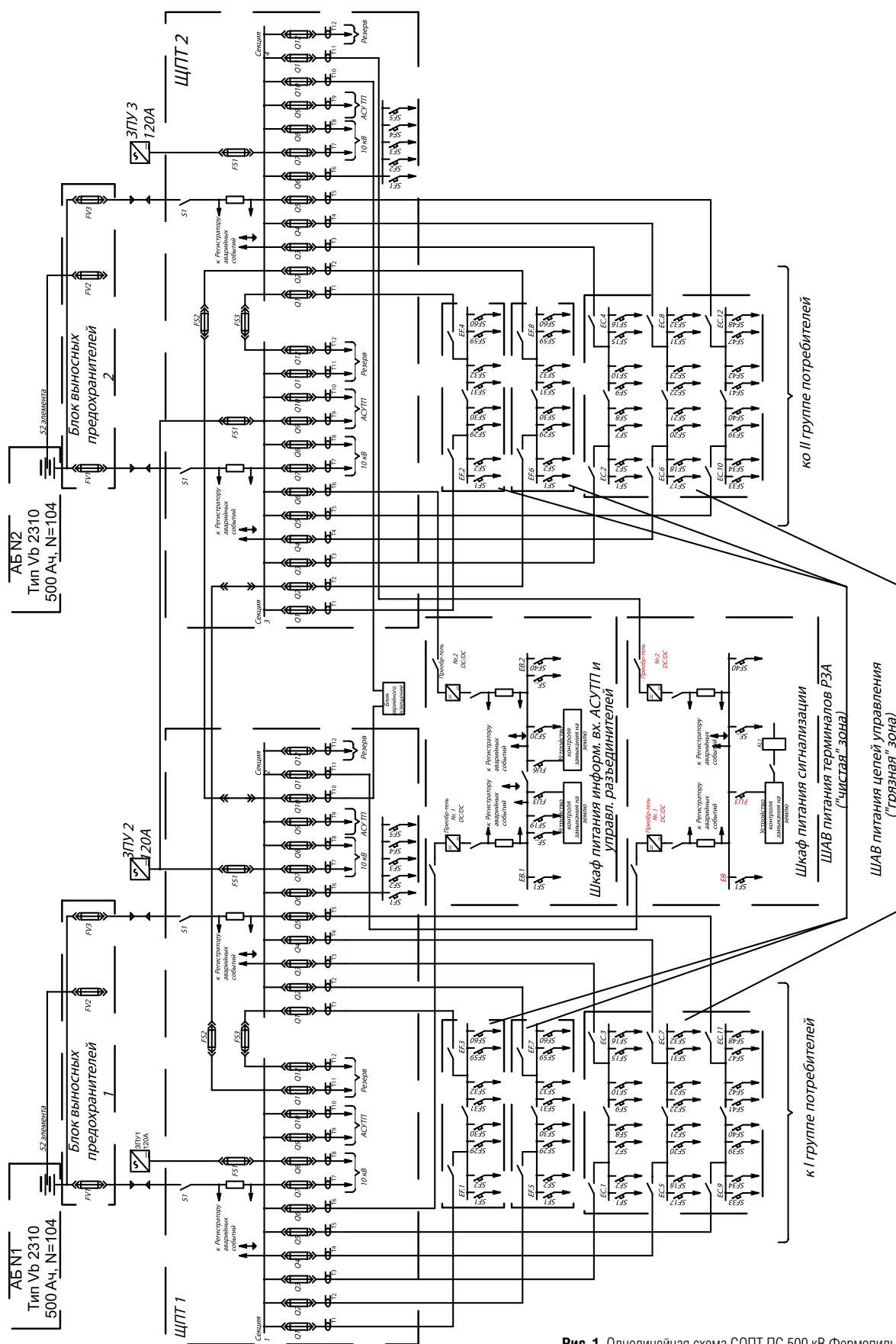


Рис. 1. Однолинейная схема СОПТ ПС 500 кВ Фермопильская.

из года в год постоянно снижается, а оперативная блокировка разъединителей остается по-прежнему ЭМБ и даже сохраняется таковой в проектах некоторых вновь строящихся подстанций. Руководство всякого рода инспекций и руководящих органов, не понимавшее этот момент и требовавшее в своих решениях только одного – поддержания в работоспособном состоянии морально устаревшей ЭМБ, довело состояние дел в этом вопросе до того, что фактически на более чем 50 % действующих подстанций эти устройства не работают. Поэтому взамен малоинформативным ЭМБ в настоящее время проектируются микропроцессорные блокировки (МПБ), дающие не только ответ на вопрос, можно или нельзя проводить операции с разъединителями, но и, в случае запрета, разъясняющие, почему это нельзя делать. Для этих целей используются, как правило, терминалы управления ячейкой выключателя. При этом информация, собранная в эти терминалы и проверенная на достоверность, может быть использована уже не только для МПБ, но и для реализации других функций АСУ ТП, РЗ и ПА (не

связанная с автоматическим действием этих устройств). А это, соответственно, накладывает дополнительные требования на надежность питания этих цепей. Для питания этих цепей уже нельзя использовать оперативный переменный ток с ЩСН. Если отказ по причине потери питания ЭМБ мог привести лишь к необходимости вести операции с первичным оборудованием более внимательно, то отказ ЦПКА и УР уже лишает оперативный персонал визуальной картинки положения коммутационных аппаратов подстанции. До сих пор название этих цепей (питания ЭМБ) оставалось традиционным. Может, поэтому для многих специалистов-энергетиков изменение требований по питанию этих цепей казались неправомерными. Для тех же, кто занимается проектированием этих устройств, было совершенно ясно, что понятие «цепи блокировки разъединителей» стало значительно шире и из третьей группы по надежности они должны были быть переведены во вторую. При этом гальванически они не должны быть объединены с цепями питания первой группы. Поэтому эти цепи требуется питать либо через ис-

точник бесперебойного питания (ИБП) от ЩСН, либо от АБ через DC/DC преобразователь с гальванической развязкой входа и выхода. Так как вариант с ИБП дороже как по цене оборудования, так и в обслуживании (требуется регулярная замена внутренней АБ каждые 4–8 лет), то в наших проектах предпочтение отдается варианту с DC/DC преобразователями.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ DC/DC ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Для питания ЦПКА и УР разработаны несколько вариантов шкафов питания. Таковые в настоящее время есть у следующих производителей СОПТ: ЕЕЕ, Ольдам, СПТ, БПА и Конвертор. Во всех шкафах (рис. 2) этих производителей устанавливаются два комплекта DC/DC взаимно резервированных преобразователей достаточной мощности (А1 и А2), подключаемые по входу каждый на свою АБ. По выходу преобразователи могут работать либо в параллель (рубильник QS1 замкнут), либо каждый на собственную секцию ЕВ, изолированную от АБ. На секции ЕВ по количеству ячеек присоединений подключаются индиви-

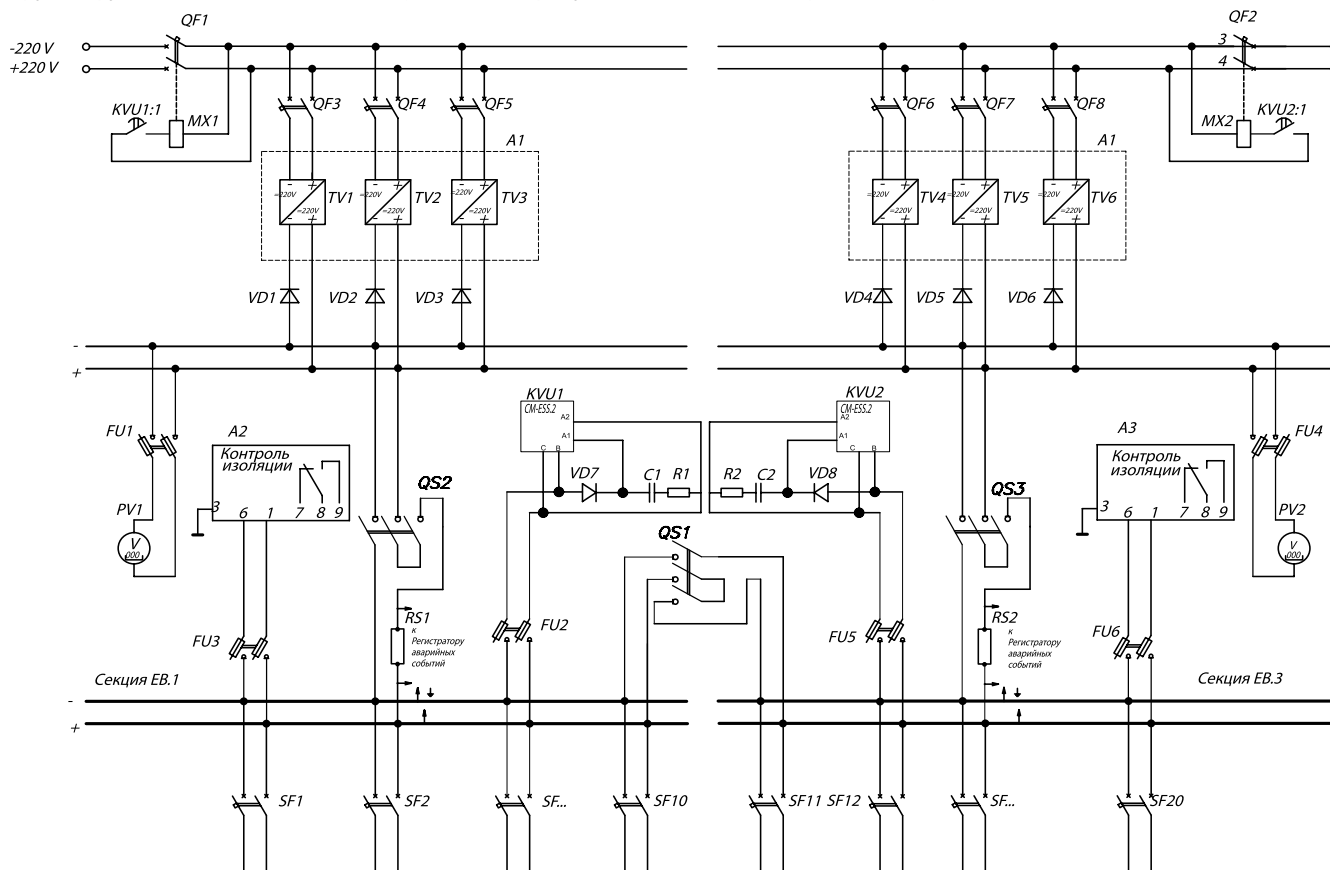


Рис. 2. Шкаф DC/DC

дуальные автоматические выключатели (AB) SF. Использование AB на каждое присоединение позволяет быстро, путем поочередного отключения, найти ячейку с поврежденной изоляцией. Для обнаружения и поиска земли на секцию шкафа устанавливается свой контроль изоляции A2 и A3 соответственно. В данных цепях достаточно иметь простой контроль изоляции, действующий по принципу фиксации перекоса напряжений по полюсам. При включении секций EB на параллельную работу необходимо одно из устройств контроля изоляции отключить. При проектировании простых схем подстанций возможно использовать шкафы с DC/DC преобразователями с одной общей шинкой EB.

Для защиты цепей, подключенных к шкафу, используются модульные автоматы типа S282UC-Z2. При этом для срабатывания электромагнитного элемента необходимо либо выбрать DC/DC преобразователи со встроенным сглаживающим конденсатором, либо таковой подключенным на секцию шкафа. Для гарантированного срабатывания электромагнитного элемента AB достаточно конденсатора емкостью 400 мкФ.

Для срабатывания теплового расцепителя необходимо подобрать мощность DC/DC преобразователя, способного выдать в режиме стабилизации по току порядка 10 А. Время срабатывания AB при этом не превысит 8 сек. При отказе AB будет действовать либо собственная защита DC/DC преобразователя (если таковая имеется), либо защита минимального напряжения KVU 1 и 2, с выдержкой времени, перекрывающей время действия теплового расцепителя, и действующая через независимый расцепитель (MX1 и 2) на отключение AB включенных на входе DC/DC преобразователей (QF1 и 2). При выборе реле минимального напряжения необходимо обратить внимание на его независимое питание при КЗ на шинках DC/DC преобразователя (цепочки C1, R1 и C2, R2).

Автоматический поиск земли во вторичных цепях DC/DC преобразователей будет излишним, так как все присоединения этих секций не содержат блоков питания микропроцессорных терминалов.

Для контроля цепей и поиска неисправностей на шинках EB необходимо подключить аварийный регистратор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение хотелось бы сказать, что учет всего сказанного в Стандарте позволил бы иметь более качественную проработку вопроса выбираемого оборудования для СОПТ еще на уровне его сертификации.

И еще два вопроса, которым, как мне кажется, необходимо обязательно уделить внимание при разработке следующей редакции Стандарта. Первый – это представление СОПТ именно как системы со всеми взаимосвязями, а не электроустановки, как это определено в упомянутом выше документе. И второй – разделение стандарта на три отдельных документа: для подстанций нового поколения, для существующих подстанций и для станций.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высоким напряжением 35–750 кВ (НТП ПС).
2. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования

Системы электропитания высшего класса

BENNING

World Class Power Solutions

Разработка, производство, поставка систем гарантированного электропитания

- Системы оперативного постоянного тока «Тирот»
- Промышленные инверторы и выпрямители
- Источники бесперебойного питания
- Щиты постоянного тока

СОПТ «Тирот» на базе:

 тиристорных
выпрямителей
с конвекционным
охлаждением ↓

 импульсных
высокочастотных
выпрямительных модулей
с принудительным
охлаждением →

 импульсных
высокочастотных
выпрямительных
модулей
с конвекционным
охлаждением ↓


ООО «Беннинг Пауэр Электроникс»
 Москва – Новосибирск – Санкт-Петербург – Уфа
(495) 967-68-50 www.benning.ru

Заключение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/020-2009 ■ Заключение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/019-2009 ■ Заключение аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» № 47/018-2009 ■ Разработано в соответствии с рекомендациями ОАО «ФСК ЕЭС»

13-я международная выставка **ЭНЕРГЕТИКА. ЛЕКТРОТЕХНИКА.** Энерго- и ресурсосбережение.

РОССИЯ • НИЖНИЙ НОВГОРОД • НИЖЕГОРОДСКАЯ ЯРМАРКА

17-20

мая 2011 года

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

Энергетика и электротехника
в промышленности и
коммунально-бытовой сфере.

Электротехническое оборудование
для гидро-, тепло-, электроэнергетики,
атомной энергетики.

Высоковольтное оборудование,
трансформаторы.

Кабели, провода,
электрокерамические изделия,
светотехническое оборудование,
низковольтная
электроустановочная аппаратура.

Котельное и вспомогательное
оборудование, теплообменные
аппараты.

Турбогенераторы, турбины,
насосы, компрессоры.

Электрические машины,
электроприводы, аккумуляторы.
Измерительное оборудование,
диагностика.

Новые технологии в производстве
и сбережении электроэнергии,
преобразовательные устройства.

Услуги по проектированию,
установке, обслуживанию энергетического
оборудования и производству
электромонтажных работ.

Альтернативная энергетика.

Технологии и оборудование для
ликвидации аварийных ситуаций.

Генеральный
информационный
спонсор:



Присужден
в 2003 году



Присужден
в 2000 году

ПРОЕКТ ФОРУМА
"ВЕЛИКИЕ РЕКИ" / IEEF
IEEF



В рамках выставки пройдут тематические семинары, презентации и "круглые столы".

Нижний Новгород, ул. Совнаркомовская, 13
Тел./факс: (831) 277-56-90, 277-55-95, 277-54-14; e-mail: irina@yarmarka.ru; www.yarmarka.ru

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ МЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ НИЗКОВОЛЬТНЫХ ИМПУЛЬСОВ И ЧАСТОТНОГО АНАЛИЗА

ХРЕННИКОВ А. Ю., д.т.н., главный эксперт Департамента технического надзора и аудита ОАО «ФСК ЕЭС»

Методами диагностики, чувствительными к изменению механического состояния обмоток, по праву считаются измерение сопротивления (напряжения) КЗ, метод НВИ, метод частотного анализа спектров сигналов обмоток (в английской аббревиатуре FRA – Frequency Response Analysis (FRA)) и др. Анализ процессов, происходящих в обмотках силового трансформатора при КЗ, значительно облегчается и становится более наглядным с использованием спектрального анализа сигналов обмотки до и после КЗ. Спектральный анализ сигналов обмотки силовых трансформаторов дает возможность оценивать изменение частотного спектра в результате воздействия токов КЗ на обмотки, а также позволяет повысить достоверность и эффективность диагностических измерений, дает возможность выявлять деформации на ранней стадии появления.

Оценка фактического состояния силового электрооборудования по результатам диагностических измерений на сегодняшний день очень сложная и актуальная задача. Большая часть электрического оборудования для генерации, передачи и распределения электроэнергии выработала свой ресурс, но продолжает эксплуатироваться, так как требуются большие финансовые средства на его замену. Соответственно, с каждым годом возрастают затраты на проведение комплексных обследований и диагностики.

Надежность трансформаторного и реакторного электрооборудования (ТРЭО) электротехнических комплексов и систем (ЭТКС) во многом определяется обеспечением технической диагностики их состояния при внешних и внутренних воздействиях и оценкой технического состояния (ОТС) электрооборудования.

Наличие в эксплуатации как старого, в значительной мере выработавшего свой ресурс, так и нового, изготовленного с применением современных технологий и материалов, оборудования, приводит к снижению эффективности

традиционных методов обеспечения нормальной работы электрооборудования.

Проблема заключается в том, что отсутствует полное представление о характере состязательных процессов между, с одной стороны, эмиссией мощных электромагнитных помех (ЭМП) в основном в виде токов рабочих режимов, режимов коротких замыканий и перенапряжений, воздействующих на изоляцию ТРЭО электрических сетей в целом. С другой стороны, это физические свойства внутреннего характера и внешнего происхождения, определяющие для конкретных электроустановок стойкость их конструкций и, прежде всего, изоляции по отношению к названным ЭМП и другим физическим процессам.

Качественного улучшения можно добиться только путем тщательных исследований, когда учитывается комплекс признаков и параметров, описывающих состояние ТРЭО и характер физических воздействий на изоляцию электроустановок, а также динамика изменения ее свойств по мере старения оборудования. Такой подход открывает возмож-

ность обоснованной и достоверной ОТС и улучшения эксплуатационных свойств ТРЭО.

Анализ работы ТРЭО и особенно тех электроустановок, которые, как уже говорилось выше, в процессе длительной эксплуатации выработали свой технологический ресурс, свидетельствует о том, что для них эксплуатационные затраты на ремонт, испытания и профилактическое обслуживание превышают нормативы на 15–20 % и имеют устойчивую тенденцию к увеличению.

Уровень износа электрооборудования во многих отраслях промышленности и сельского хозяйства в стране значительно превышает установленный (~60 %), а сроки и объемы его технического обслуживания остаются неизменными. Это приводит к еще большему числу нарушений нормальной работы электрооборудования ЭТКС и к увеличению числа и интенсивности отказов в процессе его эксплуатации.

Для решения проблем обеспечения качественной и достоверной ОТС необходимо разработать для ТРЭО ее научные основы для широкого спектра конструкций электрооборудования ЭТКС, методов оценки и прогнозирования его технических ресурсов, а также стратегии, тактики и конкретных мероприятий по оптимизации эксплуатации, и прежде всего технической диагностики, что является важной частью программ ресурсосбережения РФ.

Вышеизложенное говорит о необходимости научного обоснования и реализации современного подхода к решению задач создания условий оптимальной эксплуатации ТРЭО современных электротехнических комплексов и систем на основе концепции диагностического моделирования (ДМ). Эта концепция основана на применении идей кибернетического моделирования, предложенных В.А. Вениковым и его учениками, для построения специфических диагностических моделей названного оборудования. Она заключается в реализации следующих положений.

1. Для реальной электроустановки ТРЭО строится диагностическая модель (ДМ) в виде системы характеристик и параметров, обеспечивающих с необходимой полнотой информацию

о техническом состоянии конкретной электроустановки (ЭУ). Они получили название диагностических признаков (ДП). Характерные особенности ДМ – это кибернетическая информационная модель, реализованная по принципу «черного ящика»: с реальным объектом имеется только информационная связь; отсутствует непосредственная связь с физическими процессами, происходящими в ЭУ; ДМ строится и работает на ретроспективной и текущей информации, что позволяет при определенных допущениях производить прогнозирование, в частности, при решении задач о ресурсах ЭУ.

2. Определяется состав возможных эксплуатационных физических воздействий (ЭФВ) на ЭУ, их энергетические, статистические и другие характеристики.

3. Определяются реакции (в виде изменения диагностических признаков) ЭУ на ЭФВ, получившие название текущих мер повреждений (МП), с возможно более полным учетом предыдущих ЭФВ. Иначе говоря, это можно назвать моделированием накопления повреждений с учетом кумулятивности. Важным моментом здесь является трудноразрешимая задача об определении текущей оценки МП, которая в современных условиях в подавляющем большинстве случаев может быть найдена только приближенно.

4. Поскольку ЭФВ может быть разрушающим, частично разрушающим или повреждающим в рамках диагностического моделирования далее необходимо применить диагностический подход к электромагнитной совместимости (ЭМС) электроустановок ТРЭО при конкретном потоке ЭФВ. Этот подход может быть реализован двумя способами: определением предельных состояний с точки зрения классических положений ЭМС при достижении МП значений, приводящих к нарушениям ЭМС (НЭМС); определением статистических характеристик НЭМС на некоторой конкретной по возможности однородной выборке ЭУ, находящихся в близких эксплуатационных условиях; выводом о дальнейшей судьбе электроустановки.

Названные положения – основа для решения важнейшей технической задачи о нахождении паспортных, гарантированных и текущих ресурсов

Рубрика ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТЫ

Ведущий рубрики



Назарычев Александр Николаевич

Заведующий кафедрой
«Электрические станции, подстанции
и диагностика электрооборудования»
ГОУ ВПО Ивановский государственный
энергетический университет (ИГЭУ),
доктор технических наук, профессор.

В 1983 году с отличием окончил
электроэнергетический факультет ИГЭУ
по специальности «Электрические станции».
В 1991 году защитил кандидатскую,
а в 2005 году докторскую диссертацию.
Заслуженный работник ЕЭС РФ.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail:
vorpos@energyexpert.ru
или через форум Интернет-портала
«Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=13>

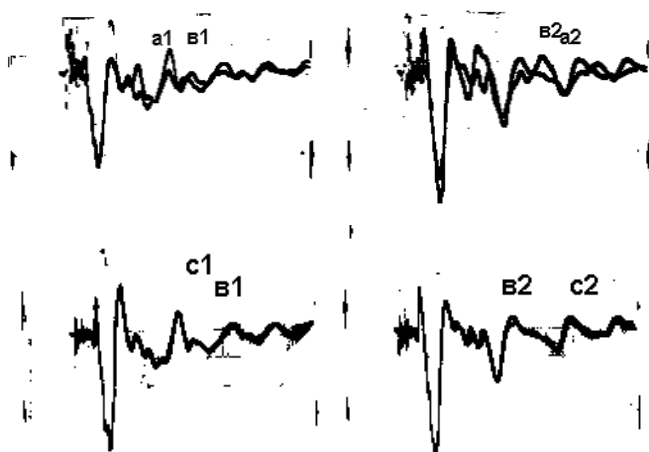


Рис. 1. Однофазные осциллограммы НВИ обмотки НН автотрансформатора типа АОДТГ-60000/220/110: а) совмещенные осциллограммы фаз «а», «в» параллелей НН1 и НН2, иллюстрирующие наличие остаточных деформаций на фазе «а»; б) совмещенные осциллограммы фаз «в», «с» параллелей НН1 и НН2, иллюстрирующие отсутствие остаточных деформаций в фазах «в» и «с»

электроустановок ТРЭО. Технической и информационной базой этих положений и задач являются данные об аварийности, повреждаемости эксплуатируемых электроустановок ТРЭО, а также результаты контроля технического состояния, разнообразных электрических и прежде всего электродинамических испытаний.

С этой точки зрения важнейшим принципом построения диагностических моделей электроустановок ТРЭО, как показано в работах российских и зарубежных исследователей А.Н. Назарычева, В.А. Савельева, А.И. Таджикибаева и др., является системное использование конечного множества мультипараметрических диагностических признаков.

Системный подход к формированию репрезентативного состава этих признаков требует проведения полномасштабных заводских и эксплуатационных испытаний электроустановок ТРЭО, тщательного анализа их повреждаемости, неукоснительного систематического изучения его технического состояния в рамках реализации современных стратегий технического обслуживания и ремонтов.

Практическим применением системы ДП является обнаружение в электроустановках ТРЭО дефектов и повреждений. Необходимо отметить, что значительная часть из них трудно диагностируются традиционными методами. Поэтому необходимы новые подходы к анализу технического состояния электроустановок и методы диагностики, не нашедшие пока отражения в руководящем документе «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (ОНИЭ) РД 34.45-51.300-97.

Одна из причин внутренних замыканий обмоток силовых трансформаторов – недостаточная электродинамическая стойкость обмоток при КЗ, которая может привести к пробоя изоляции в месте остаточных деформаций (по статистике, от 3 до 5 % от общего числа повреждений). Таким образом, проблема недостаточной электродинамической стойкости обмоток высоковольтных силовых трансформаторов при КЗ остается на сегодняшний день достаточно актуальной [1].

Накопленный опыт испытаний на стойкость токами КЗ и опыт обследований в эксплуатации показывает, что основными видами потери электродинамической стойкости обмоток являются осевые и радиальные остаточные деформации, полегание обмоточного провода, скручивание или раскручивание обмоток и другие [1–7].

Основные наиболее характерные результаты испытаний (виды деформаций по результатам разборки на заводе-изготовителе) и диагностики повреждений (изменения в осциллограммах метода низковольтных импульсов (НВИ), отклонение величины индуктивного сопротивления КЗ ΔX_k от базового значения, данные хроматографического анализа растворенных в трансформаторном масле газов (ХАРГ)), прошедших электродинамические испытания на специализированном стенде МИС в г. Тольятти, приведены в [7, 13].

Методами диагностики, чувствительными к изменению механического состояния обмоток, по праву считаются измерение сопротивления (напряжения) КЗ, метод НВИ, метод частотного анализа спектров сигналов обмоток (в английской аббревиатуре FRA – Frequency Response Analysis (FRA)) и др. Положительным примером использования НВИ-диагностики служит однофазный автотрансформатор типа АОДТГ-60000/220/110 фазы «А» подстанции «Кинель», который обследовался методом НВИ после пожара и разрушения ввода, сопровождавшихся срабатыванием дифференциальной и газовой защиты [2].

Анализ осциллограмм НВИ обмотки НН показал хорошую сходимость осциллограмм фаз «в» и «с» обмотки при значительном отличии фазы «а» (рис. 1). Зафиксированное отличие фазы «а», вероятно, является следствием КЗ 18.06.95 г. (запись в журнале аварийных отключений: зафиксировано срабатывание ДЗТ и ГЗ). Это свидетельствует о наличии остаточных деформаций в обмотке НН фазы «а» (рис. 1) [2–6].

Тем не менее, несмотря на свою эффективность при обнаружении остаточных деформаций в обмотках, диагностика методом НВИ не позволяет количественно оценить возникшие остаточные деформации, требует отключения и расшивки трансформатора, что не дает возможности применять системы мониторинга под рабочим напряжением, контролирующие механическое состояние обмоток при протекании сквозных токов КЗ [7].

По осциллограммам НВИ возможна лишь качественная оценка деформаций и не всегда удается с полной уверенностью интерпретировать изменения в кривых НВИ. Поэтому была поставлена задача: перейти к количественной оценке результатов НВИ, которая достигается математической обработкой и определением изменений резонансных частот обмотки при ее повреждении.

Метод частотного спектрального анализа спектров сигналов обмоток более предпочтителен по сравнению с методом НВИ, менее зависит от схемы измерений (взаимное расположение измерительных кабелей, влияние ошиновки вблизи объекта измерений, внешние помехи в условиях действующей подстанции и другие факторы) и позволяет количественно оценивать возникающие в обмотках остаточные деформации.

Доктор Ричард Малевски – создатель метода частотно-спектрального анализа, или в английской аббревиатуре FRA, предложил рассчитывать частотные спектры или передаточную функцию обмотки по осциллограммам тока и напряжения трансформатора [8, 9].

Для построения амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) обмотки использовался численный спектральный анализ на основе преобразования Фурье. Был составлен алгоритм и специальная программа на языке TURBO-C для расчета спектров.

Анализ процессов, происходящих в обмотках силового трансформатора при КЗ, значительно облегчается и становится более наглядным с использованием спектрального анализа сигналов обмотки до и после КЗ. Спектральный анализ сигналов обмотки силовых трансформаторов дает возможность оценивать изменение частотного спектра в результате воздействия токов КЗ [7–9].

В связи с этим была поставлена задача – перейти к количественной оценке результатов измерений НВИ, которая достигается путем математической обработки и определения изменений в спектрах основных резонансных частот обмотки при ее повреждении.

Для построения амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) обмотки трансформатора использовался численный спектральный анализ на основе дискретного преобразования Фурье. Запишем в общем виде спектральную функцию сигнала:

$$S(f) = \int_{-\infty}^{+\infty} F(t) \exp(-2\pi f i t) dt, \quad (1)$$

где f – частота; $F(t)$ – функция изменения сигнала в осциллограмме НВИ.

Тогда амплитудный спектр обмотки, т. е. зависимость амплитуды сигнала от частоты f представим в виде:

$$\rho(f) = |S(f)| = \sqrt{(\operatorname{Re}[S(f)])^2 + (\operatorname{Im}[S(f)])^2}. \quad (2)$$

Для конкретных вычислений используем дискретное преобразование Фурье:

$$S(f) = \frac{T}{2N} \sum_{k=0}^{2N-1} F(t_k) \exp(-i \frac{\pi k n}{N}), \quad (3)$$

где $n=0, 1, \dots, 2N-1$; N – число интервалов разбиения; t_k – временная координата точки на осциллограмме:

$$t_k = k \frac{T}{2N}, \quad (4)$$

где T – длина заданного интервала времени (шаг разбиения), принимаемого при рассмотрении, если выполняется равенство $f=n/T$.

Используя переход от показательной формы к комплексной для реальной и мнимой частей формулы (2), имеем:

$$\operatorname{Re}[S(f)] = \frac{T}{2N} \sum_{k=0}^{2N-1} F(t_k) \cos \frac{\pi k n}{N}; \quad (5)$$

$$-\operatorname{Im}[S(f)] = \frac{T}{2N} \sum_{k=0}^{2N-1} F(t_k) \sin \frac{\pi k n}{N}. \quad (6)$$

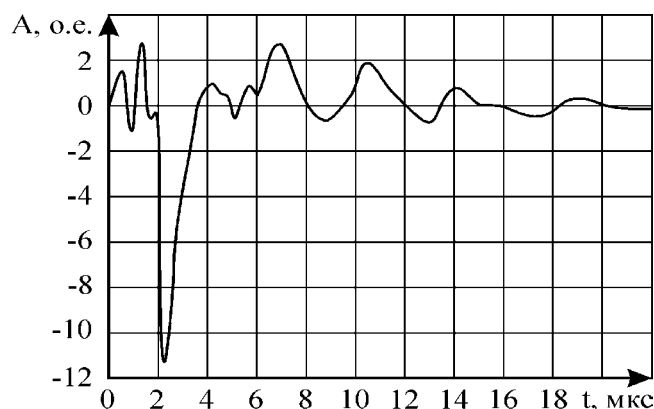
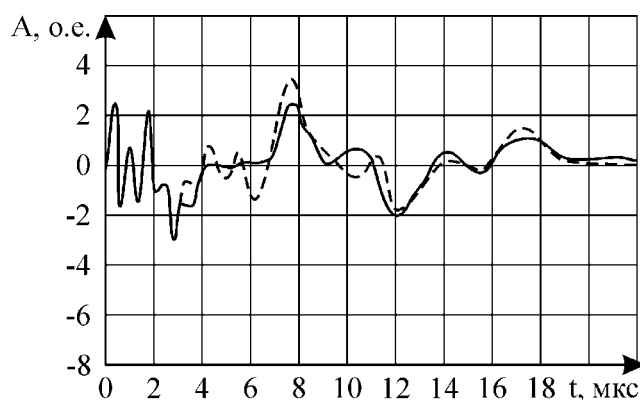
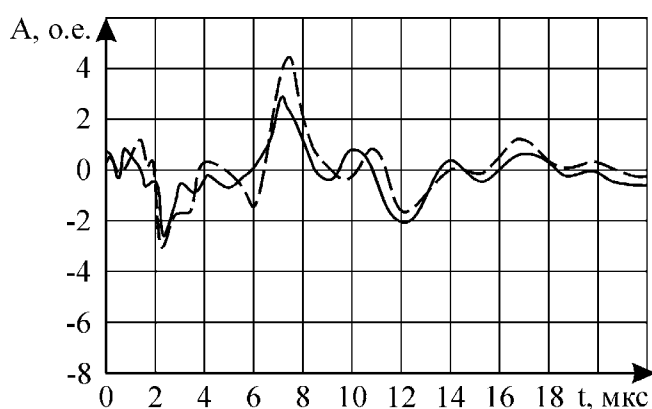


Рис. 2. Осциллограммы НВИ обмотки НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220 после опыта КЗ с 85 % от нормируемого значением ударного (апериодического) тока КЗ на фазе «А», иллюстрирующие возникновение амплитудно-частотных изменений величиной до 1,5–2 Вольт, изменение индуктивного сопротивления КЗ составило +1 %

Затем, подставляя полученные в формулах (5) и (6) значения в (2), получим амплитудный спектр сигнала. При конкретных расчетах $F(t_k)$ является ординатой каждой отдельной точки при разбиении кривой импульсного тока на осциллограмме НВИ, изображенной на рис. 2. На основе рассмотренного алгоритма была составлена на языке TURBO-C вышеупомянутая программа для расчета спектров АЧХ обмоток [2, 6–9].

При испытаниях фазы «А» трансформатора ТДЦ-250000/220 после опыта КЗ с 85 % от нормируемого значением ударного (апериодического) тока КЗ в осциллограммах НВИ произошли значительные амплитудно-частотные

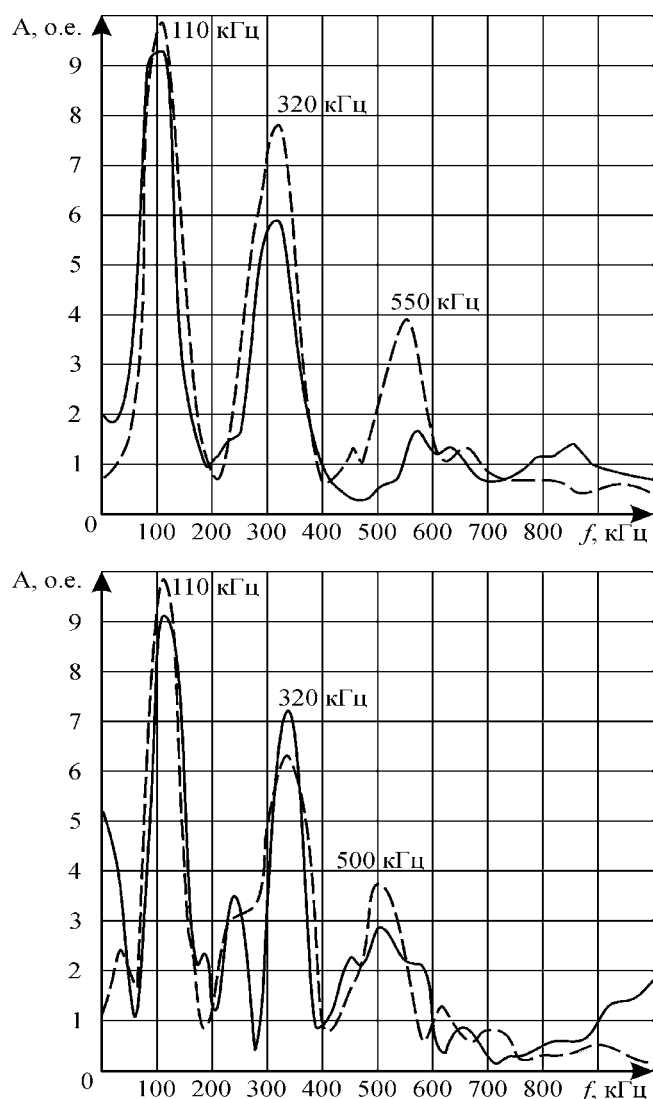


Рис. 3. Расчетные спектры обмотки НН трансформатора типа ТДЦ-250000/220 после опыта КЗ с 85 % от нормируемого значением ударного (апериодического) тока КЗ на фазе «А», построенные на основе осциллограмм НВИ

изменения величиной до 1,5 Вольт, соответствующие радиальным деформациям в обмотке НН фазы «А». Был сделан вывод о невозможности проведения дальнейших испытаний [10].

Расчетные спектры с использованием соответствующего программного обеспечения на основе преобразования Фурье (Fast Fourier Transform), построенные на основе осциллограмм НВИ на рис. 2, приведены на рис. 3. Изменения в спектрах обмоток, произошедшие в результате радиальных деформаций, носят в основном амплитудный характер, изменения по частоте менее значительны. Одной из основных резонансных частот (рис. 2, 3) является частота с периодом 3 микросекунды, т.е.

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{3 \times 10^{-6}} \gg 330 \text{ кГц.}$$

Это подтверждается расчетами спектров одной из основных резонансных частот – 320 кГц. Кроме часто-

ты 320 кГц, резонансными являются частоты 110 кГц и 510–550 кГц. После возникновения деформаций амплитуда частот 320 кГц и 550 кГц увеличилась в 1,3–2 раза (рис. 3). Предварительный вывод, который можно сделать по расчетам спектров обмотки НН фазы «А» трансформатора ТДЦ-250000/220, говорит о том, что радиальным деформациям обмоток соответствует увеличение амплитудного значения средних и высоких частот в 1,3–2 раза [9].

Внешний вид обмотки НН фазы «А» трансформатора типа ТДЦ-250000/220 после появления радиальных деформаций в результате опыта КЗ после опыта КЗ с 85 % от нормируемого значением ударного (апериодического) тока КЗ представлен на рис. 4.

В результате расчетов на ПЭВМ получены АЧХ обмоток трансформаторов до и после опытов КЗ. Математическая обработка результатов НВИ на основе спектрального анализа для трансформатора 250 МВА установила, что для крупных трансформаторов в спектрах их обмоток имеются три основные резонансные частоты (110, 320 и 500...550 кГц) и при возникновении радиальных деформаций амплитуда второй и третьей резонансной частоты (средней и высокой) изменяется в 1,3–2 раза. За счет этого повышается достоверность и эффективность диагностики, появилась возможность выявлять деформации обмоток на ранней стадии появления [2, 8, 9, 18, 19].

Спектральный анализ позволяет повысить достоверность и эффективность диагностических измерений, дает возможность выявлять деформации на ранней стадии появления [8–17].

ВЫВОДЫ

1. Основные виды потерь электродинамической стойкости обмоток – осевые и радиальные остаточные деформации, полегание обмоточного провода, скручивание или раскручивание обмоток и другие.

2. Обследование методом НВИ однофазного автотрансформатора типа АОДТГ-60000/220/110 фаза «А» подстанции «Кинель» после пожара и разрушения ввода, срабатывания дифференциальной и газовой защиты зафиксировало наличие остаточных деформаций в обмотке НН фазы «а».

3. По осциллограммам НВИ возможна лишь качественная оценка деформаций и не всегда удается интерпретировать изменения в кривых НВИ. Задача состоит в том, чтобы перейти к количественной оценке результатов НВИ, которая достигается математической обработкой и определением изменений резонансных частот обмотки при ее повреждении.

4. При испытаниях фазы «А» трансформатора ТДЦ-250000/220 после опыта КЗ после опыта КЗ с 85 % от нормируемого значением ударного (апериодического) тока КЗ в осциллограммах НВИ произошли значительные амплитудно-частотные изменения величиной до 1,5 Вольт, соответствующие радиальным деформациям в обмотке НН фазы «А». Спектральный анализ результатов НВИ для трансформатора 250 МВА установил, что для крупных трансформаторов в спектрах их обмоток имеются три основные резонансные частоты (110, 320 и 500...550 кГц)

и при возникновении радиальных деформаций амплитуда второй и третьей резонансной частоты (средней и высокой) изменяется в 1,3–2 раза.

5. Спектральный анализ позволяет повысить достоверность и эффективность диагностических измерений, дает возможность выявлять деформации на ранней стадии появления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Дементьев Ю.А., Антипов К.М., Сурба А.С., Шейко П.А., Неклепаев Б.Н., Шифрин Л.Н., Кассихин С.Д., Славинский А.З., Сипилкин К.Г. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей // Электрические станции. – № 11. – 2005.

2. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов // Электрические станции. – №11. – 2003.

3. Хренников А.Ю. Опыт обнаружения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов // Энергетик. – № 7. – 2003.

4. Хренников А.Ю., Рубцов А.В., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. О повреждениях обмоток силовых трансформаторов и диагностике их геометрии методом низковольтных импульсов // ЭЛЕКТРО – № 5. – 2004.

5. Хренников А.Ю., Киков О.М., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. Применение метода низковольтных импульсов для диагностики состояния силовых трансформаторов // Энергетик. – № 9. 2005.



Рис. 4. Внешний вид обмотки НН фазы «А» трансформатора типа ТДЦ-250000/220 после появления радиальных деформаций в результате опыта КЗ с 85 % от нормируемого значением ударного (апериодического) тока КЗ


БЕЛГОРОДСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
БЕЛЭКСПОЦЕНТР

16-18 марта 2011

VIII межрегиональная специализированная выставка
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЖКХ

Т./ф.: (4722) 58-29-41, 58-29-50, 58-29-40, 58-29-65
 E-mail: belexpo@mail.ru; www.belexpocentr.ru; г. Белгород, ул. Победы, 147-а

**Генеральный
информационный партнер**

ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
информационно-аналитический журнал

**Информационная
поддержка:**

**ЭНЕРГО
АУДИТ**

**ЭНЕРГЕТИКА
ОБЩЕСТВЕННАЯ
РОССИИ**

**РЕФОРМА
ЖКУ**

**ЭНЕРГОПОЛИС
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ**
**РЫНОК
Электротехники**

6. Хренников А.Ю., Рубцов А.В., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. Анализ повреждаемости обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях // Энергетик. – № 11. 2005.

7. Дробышевский А.А., Левицкая Е.И. Количественная оценка результатов импульсного дефектографирования обмоток силовых трансформаторов // Электротехника, 1990, № 5.

8. Malewski R., Khrennikov A.Yu., Shlegel O.A., Dolgoplov A.G. – Monitoring of Winding Displacements in HV Transformers in Service. – CIGRE Working Group 33.03. Italy, Padua, 4–9 Sept. 1995.

9. Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов. – М.: Энергоатомиздат – 2007., 286 с.

10. Хренников А.Ю., Шлегель О.А., Бойченко Н.Г. Динамические испытания трансформатора мощностью 250 МВА на стенде г. Тольятти // Тезисы доклада на VIII Всесоюзной научно-технической конференции по трансформаторостроению, г. Запорожье, 12–14 сентября 1990 г. Информэлектр., 1991.

11. Короленко В.В., Конов Ю.С., Федорова В.П. Обнаружение повреждений трансформаторов при коротких замыканиях // Электрические станции. – 1980. – № 7.

12. Khrennikov A.Yu. Short-circuit performance of power transformers. Transformer testing experience for reliability's increase of electric power supply. CIGRE Colloquium, Comitee A2. Moscow, 19–24 June. 2005.

13. Хренников А.Ю., Таджикибаев А.И. Методы оценки состояния силовых маслонаполненных трансформаторов на основе контроля геометрии обмоток // Монография, ПЭИПК, С.-Петербург, 2005, 50 с.

14. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Определение закона распределения погрешности измерения индуктивного сопротивления КЗ при электродинамических испытаниях силовых трансформаторов // Электричество, 1998, № 5. – с. 10–15.

15. Хренников А.Ю. Основные причины повреждения обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях // Электричество, 2006, № 7.

16. Хренников А.Ю. Проблема электродинамической стойкости силовых трансформаторов // Промышленная энергетика, 2008, № 9.

17. Хренников А.Ю. Разработка математических моделей внешнего диагностического воздействия импульса на схему замещения обмоток высоковольтных электрических аппаратов // ЭЛЕКТРО – № 2. – 2008.

18. Хренников А.Ю. Обнаружение деформаций обмоток силовых трансформаторов средствами технической диагностики после коротких замыканий // Известия вузов «Проблемы энергетики» Казанского государственного энергетического университета. – 2009. – № 3–4. – с. 74–79.

19. Хренников А.Ю. Контроль механического состояния обмоток силовых трансформаторов методами низковольтных импульсов и частотного анализа // Промышленная энергетика, 2009, № 3. – с. 9–12.



ЦЕНТР ПОДГОТОВКИ КАДРОВ МОСЭНЕРГО

Профессиональное обучение и аттестация
от рабочего до директора

(495) 315-42-29, 315-21-90, 315-21-35

www.cpk-mosenergo.ru

info@cpk-mosenergo.ru

ЦЕНТР ПОДГОТОВКИ ЭНЕРГЕТИКОВ №1

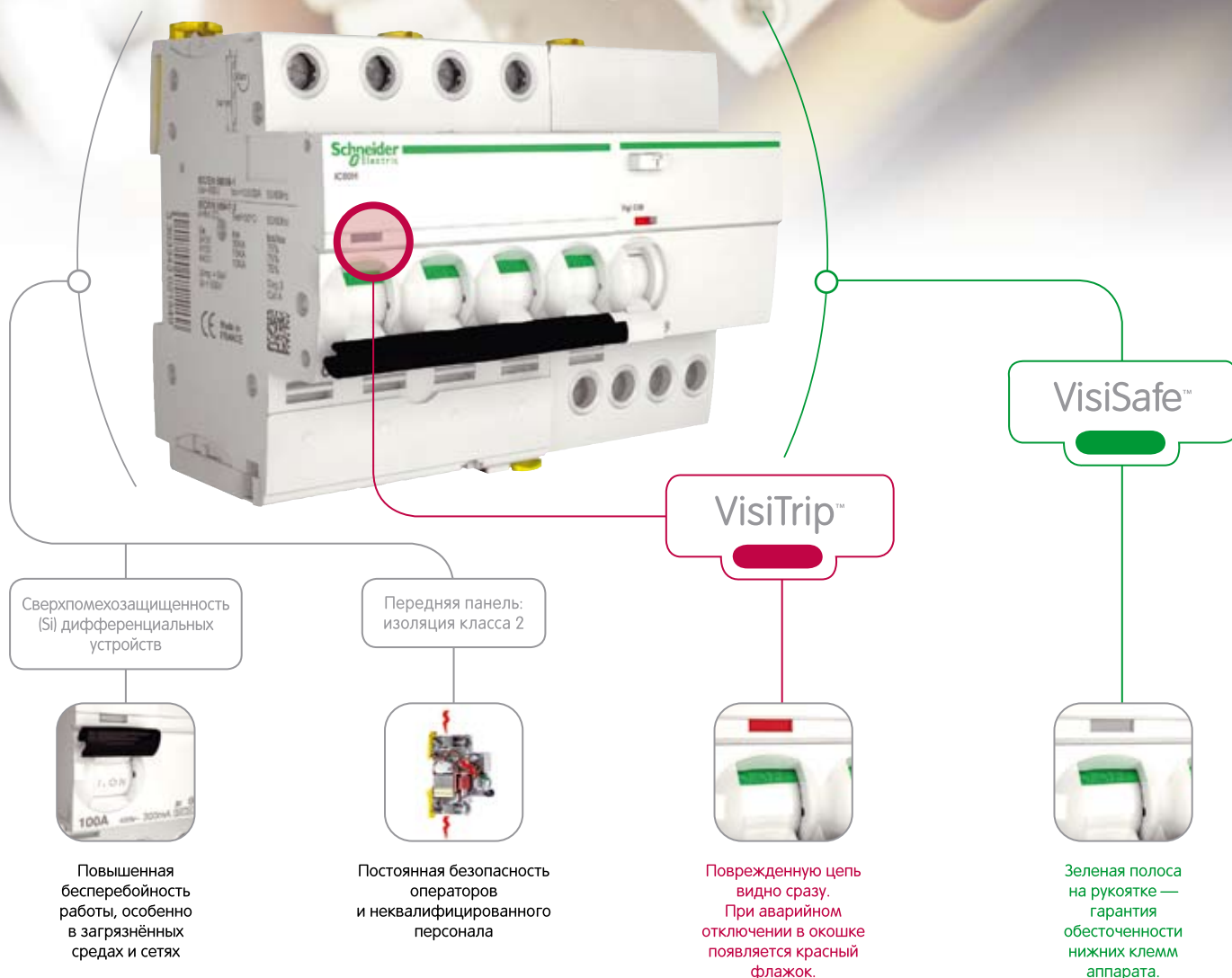
- Оперативно-диспетчерское управление энергообъектом
- Эксплуатация теплосилового оборудования и газового хозяйства
- Эксплуатация силового оборудования электрических станций, подстанций, высоковольтных и распределительных сетей
- Релейная защита и автоматика
- Грузоподъемные машины, механизмы и вспомогательное оборудование
- Промышленная безопасность, пожарная безопасность, электробезопасность, охрана труда в энергетике
- Менеджмент в энергетике, энергоэффективность и энергосбережение

Эффективность, достойная Вас

> Acti 9

5 поколение
модульных систем

Правильное решение для любого вида применения



Узнайте больше об Acti9 на сайте www.schneider-electric.ru

- RS Group (представительства в регионах) — www.rsys.ru • «Русский свет» (представительства в регионах) — www.russkiysvet.ru
- «ЭТМ» (представительства в регионах) — www.etm.ru • «Техэнерго» (ЦФО) — www.texenergo.ru • «Элланд» (ЦФО) — www.el-land.ru • «Эмтика» (ЦФО) — www.emtika.ru
- «Электра-К» (ПФО) — www.electra-k.ru • «Электрохолдинг» (ЮФО) — www.elhold.ru • «Электрокомплект» (представительства в регионах) — www.elecomt.ru
- «Практик» (представительства в регионах) — www.pr52.ru • «АйДи Электро» (УФО) — www.ideselectro.ru • «ABC-Электро» (ЦФО) — www.avselectro.ru
- «ЭнергоСити» (ЦФО) — www.energo-city.ru • «РОСЭК» (УФО) — www.roselectro.ru • «Элевел» (представительства в регионах) — www.elevel.ru
- «Тесли» (представительства в регионах) — www.tesli.com • ICS (представительства в регионах) — www.icsgroup.ru • BCC (СЗФО) — www.bcc.ru • «Декса» (ЦФО) — www.dexa.ru
- «НЭК» (ЦФО) — www.nek2000.ru • «Мастер Электрик» (представительства в регионах) — www.itsgroup.ru • «Минимакс» (представительства в регионах) — www.minimaks.ru
- «Электроскандия» (представительства в регионах) — www.elektroskandia.ru • «Инжэлектромонтаж» (ЦФО) — www.ingelec.ru • «Активная энергия» (ПФО) — (347) 267-7990
- «Электрические технологии» (УФО) — (343) 270-0900 • «Техснабэлектро» (ЮФО) — www.etk23.ru • «Техком-Автоматика» (СФО) — www.roskip.ru
- «Электропрофи» (СФО) — www.electro-profi.ru • «Электромаркет» — (СФО) — (3952) 25-2329 • «СТЭК» (СЗФО) — (8202) 23-8901, 28-4440
- «Энегропрофи» (ЮФО) — www.energoprofi23.ru • «ИП Шолен Елена Анатольевна» (ЮФО) — (8622) 70-9240

Schneider
Electric

БУДУЩЕЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ИЗОЛЯТОРОВ: МНЕНИЕ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ШЕСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ США

ГОРУП Р.С., Университет штата Аризона

Система передачи высокого напряжения в Северной Америке – результат планирования, которое началось вскоре после Второй мировой войны. Амбициозные цели, тщательный подход при проектировании и строительстве и вертикально интегрированная структура энергокомпаний – все это способствовало высокой надежности и хорошему качеству электроэнергии. Развитие инфраструктуры передачи высокого напряжения достигло максимума в 1970-х. С тех пор до рубежа веков развитие было не столь стремительным, как предполагалось, что привело к резкому сокращению передачи электроэнергии. Следовательно, система приблизилась к своему пределу, что и привели в результате к нескольким крупномасштабным системным авариям. Было ясно, что существующая система стареет, постепенно разрушается и нуждается в обновлении; одновременно требовались новые линии, чтобы справляться с ростом нагрузки и передать большое количество мощности из отдаленных областей в центры нагрузки.

На сегодняшний день запланировано строительство нескольких тысяч километров линий электропередачи переменного тока напряжением от 345 кВ до 765 кВ и высоковольтных линии постоянного тока. Катализатором возобновления интереса к строительству линий электропередачи стали возобновляемые источники энергии. Стало ясно, что для того, чтобы использовать выгоду природной и экологически чистой энергии (главным образом солнечной энергии и ветра), имеется неотложная потребность в строительстве большего числа линий, чтобы передавать мощность из местностей, богатых этими ресурсами, в довольно отдаленные от них центры нагрузки.

Учитывая ожидаемое резкое увеличение объемов строительства новых высоковольтных линий и восстановление старых линий, используемые изоляторы стали играть крайне важную, но зачастую недооцененную роль. За десятилетия обсуждений перспектив технологий изоляции мнение экспертов менялось часто на противоположное.

ТИПЫ ИЗОЛЯТОРОВ

Когда впервые была построена система передачи электроэнергии, производство фарфоровых изоляторов было довольно неплохо развито в Северной Америке, и энергокомпании предпочли использовать изоляторы, производимые на территории страны. Ударопрочные стеклянные изоляторы появились в Европе в 1950-х и впоследствии получили распространение во всем мире. В Соединенных Штатах многие пользователи приняли новую технологию в 1960-х и 1970-х, в то время как другие отказывались использовать их из-за имеющихся проблем с вандализмом. Тем не менее использование стеклянных изоляторов в Соединенных Штатах продолжало расширяться.

Полимерные (также известные как композитные) изоляторы были введены в 1970-х и широко использовались в Северной Америке с 1980-х. С появлением полимеров оказалось, что использование стеклянных и фарфоровых изоляторов стало сокращаться. Полимерные изоляторы особенно подходили для сооружения компактных линий. Компактные линии требуют меньший участок земли для прокладки трасс, и они облегчили получение разрешения на строительство новых трасс ЛЭП в переполненных и городских территориях.

С увеличением числа линий высокого напряжения, достигающих своего норми-

рованного срока службы, многие энергокомпании обратили внимание на быстрорастущую численность выходящих из строя фарфоровых изоляторов. Отказ фарфоровых изоляторов, как правило, происходит из-за имеющихся примесей или пустот в диэлектрике фарфора и из-за разрушений в силовом узле (в месте соединения металлического штыря и фарфорового (стеклянного) изолятора), что приводит к появлению радиальных трещин в корпусе. Внутренние трещины или пробои в фарфоре нельзя обнаружить в ходе визуального осмотра, для этого необходимы специальные инструменты и обученные рабочие.

ЦЕПОЧКА ПОСТАВОК

Сегодня на внутреннем рынке Северной Америки нет компании-поставщика подвесных фарфоровых изоляторов. Однако есть довольно много поставщиков фарфоровых изоляторов в некоторых других странах, но большинство из них либо имели достаточно скромный опыт поставок в Северную Америку, либо не имели опыта вообще. Это, естественно, вызвало среди многих энергокомпаний в Северной Америке вопросы по качеству и стабильности такого производства.

Полимерные изоляторы стали широко использоваться во всех классах напряжений, но в значительной степени на напряжениях 230 кВ и ниже. Пока все еще не решены вопросы, касающиеся старения, срока службы и работы на включенной линии – все эти проблемы препятствуют крупномасштабному применению на высокие классы напряжения. Научно-исследовательский институт электроэнергетики США (EPRI) недавно предположил, что композитные изоляторы для напряжений в диапазоне от 115 кВ до 161 кВ могут нуждаться

в экранном кольце, которое не только увеличит стоимость соединений, но, возможно, создаст путаницу, поскольку предлагаемые экраны отличаются у разных изготовителей. Вопросы эксплуатации стеклянных изоляторов в США обсуждались достаточно мало.

SALT RIVER PROJECT, АРИЗОНА

Salt River Project (SRP) обслуживает центральную и восточную части Аризоны. За исключением небольших районов в восточных частях, которые подвергаются загрязнению от горнодобывающей промышленности, территория обслуживания SRP довольно чистая и сухая. Сети передачи и распределения SRP в значительной степени построены с применением фарфоровых изоляторов. Энергокомпания начала использовать полимерные изоляторы в начале 1980-х и успешно применяла их на всех классах напряжений. Полимерным изоляторам было отдано предпочтение при строительстве новых линий. На сегодняшний день они используются на большинстве построенных за последние 30 лет линиях напряжением от 69 кВ до 230 кВ. Линия 500 кВ Меад – Феникс, работающая с 1990-х, была одной из первых в стране линий электропередачи, на которой использовались кремнеорганические силиконовые изоляторы. Опыт применения их в энергокомпании был крайне успешным.

Потребность в использовании экранов на составных изоляторах на 230 кВ и более была определена в начале 1980-х по результатам эксплуатации в областях с повышенной влажностью и сильным загрязнением. Условия в SRP были не такими, и у первой партии композитных изоляторов, установленных в 1980-х на нескольких линиях 230 кВ, не было никаких экранов. Приблизительно 10 лет назад, и, позднее, в 2009 году эти изоляторы были осмотрены при помощи тепловизора на предмет наличия короны. Коронный разряд выявлен не был.

Некоторые линии напряжением 230 кВ были построены с использованием полимерных изоляторов без экранов, и они находятся в удивительно хорошем состоянии. Большую часть времени относительно чистая и сухая окружающая среда в Аризоне создает среду, не способствующую возникновению короны, и это благоприятно сказывается на отсутствии проблем при использовании компанией SRP всех

типов изоляторов. Учитывая отраслевую практику, у всех подвесных композитных изоляторов на 230 кВ, впоследствии установленных SRP, есть экраны на гирлянде со стороны провода, а у установленных на линиях напряжением 500 кВ есть экраны с обеих сторон: со стороны линии и со стороны опоры.

SRP выполняет вертолетные осмотры своих линий передачи ежегодно. Изоляторы с визуальным повреждением заменяются. Как и многие энергокомпании, SRP проводит обучение и обеспечивает соответствующим образом бригады линейных электромонтеров, чтобы выполнять обслуживание линии под напряжением. Большинство ремонтов делается на обесточенных линиях, но компания считает важным сохранить возможность работать на линиях 500 кВ под напряжением.

Поскольку нет отраслевого стандарта по работе на включенной линии с композитными изоляторами и ввиду сложности отключения линий 500 кВ, которые находятся в совместном владении нескольких энергокомпаний, SRP решила не использовать полимерные изоляторы на 500 кВ. После рассмотрения опыта эксплуатации стеклянных изоляторов SRP решил считать их равными при рассмотрении предложений. Это привело к установке стеклянных изоляторов на участке недавно построенной энергокомпанией линии на 500 кВ. Повреждения тарелок стеклянных изоляторов обнаруживаются проще, чем повреждения фарфоровых изоляторов. Это стало одним из факторов ориентации компании на данный тип; вторым, и определяющим, стал положительный опыт эксплуатации по сравнению с фарфоровыми.

PUBLIC SERVICE ELECTRIC & GAS, НЬЮ-ДЖЕРСИ

У компании Public Service Electric & Gas (PSE&G) были проблемы, связанные с потерей диэлектрической способности и пробоями на фарфоровых изоляторах от некоторых поставщиков. Линии с такими изоляторами исследуются каждая отдельно, с использованием звуковой локализации или путем измерения электрического поля, но результаты таких обследований не всегда надежны.

Энергокомпания широко использовала композитные изоляторы на компактных линиях до 69 кВ, и этот опыт эксплуатации был оправдан. Но был и неудачный



Грибок на силиконовом изоляторе



Загрязнение поверхности изолятора



Повреждение гирлянды стеклянных изоляторов

опыт: эрозия, появление трекингов при использовании композитных подвесных изоляторов на некоторых линиях 138 кВ. Эти изоляторы, как и при обычной практике, были установлены без экранов. В одном случае PSE&G удачно заменила композитный изолятор с частью поврежденным стекловолоконным основанием, прежде чем произошел хрупкий разрыв.

За последние пять лет энергокомпания использовала стеклянные изоляторы как при новом строительстве, так и в качестве замены устаревших фарфоровых изоляторов на 138 кВ и линиях более высокого напряжения. Так

как многие из этих линий находятся в совместной собственности с другими энергокомпаниями, PSE&G должна все время сохранять ее под напряжением, это так называемое *itself a live-line utility* (линия находится под напряжением независимо от энергокомпании). Основным фактором для того, чтобы решить использовать стекло, была простота определения поврежденных тарелок (изоляторов). Например, энергокомпания пролетает приблизительно 10 км в день и осматривает примерно 30 опор; для сравнения, наземная бригада поднимается и осматривает в среднем около трех опор в день. Во многих случаях все сети, использующие стеклянные изоляторы, могут быть осмотрены вертолетами за один день. PSE&G оценила, что обслуживание фарфоровых изоляторов может быть до 25 раз дороже, чем стеклянных изоляторов.

Энергокомпания работает над тем, чтобы сделать свои технические требования для фарфоровых изоляторов более строгими, чем существующие стандарты ANSI, чтобы отбирать изоляторы только хорошего качества.

PACIFIC GAS AND ELECTRIC CO., КАЛИФОРНИЯ

Pacific Gas and Electric Co. (PG&E) управляет линиями высокого напряжения 230 кВ и 500 кВ. Основные используемые типы изоляторов – керамические и стеклянные. Исключения составляют лишь объекты, находящиеся на территориях, где распространен вандализм, и областях с высокими циклами мытья изолятора. В таких местах используются полимерные изоляторы. Полимерные изоляторы также используются в более низких напряжениях. Однако совсем недавно были обнаружены треки и трещины на некоторых полимерных изоляторах 115 кВ, установленных без экранов, что являлось обычной (повсеместной) практикой.

PG&E отчасти уменьшила использование полимерных изоляторов на всех классах напряжений за предыдущие пять лет. В дополнение к связанным со старением проблемам энергокомпания испытала сложности, связанные с повреждениями, причиняемыми птицами.

Пока энергокомпания одобрила двух зарубежных поставщиков фарфоровых изоляторов, но для принятия окончательного решения ожидает появления

большой конкуренции. PG&E не видит серьезных отличий между фарфоровыми и стеклянными изоляторами с точки зрения технических характеристик, особенностей монтажа. В то же время в компании планируется увеличение использования стеклянных изоляторов на всех напряжениях от 69 кВ до 500 кВ. Это объясняется лучшей, с точки зрения PG&E, подготовкой персонала к использованию стеклянных изоляторов, а также их более высокими эксплуатационными показателями.

Энергокомпания выполняет осмотр с использованием вертолета ежегодно, при этом обнаруживаются изоляторы с видимыми повреждениями. Подробный осмотр с земли делается каждые пять лет. Осмотры непосредственно с опоры выполняются лишь в особых случаях.

XCEL ENERGY, МИННЕСОТА

Xcel Energy недавно обновила свои стандарты использования подвесных изоляторов на линиях различных классов напряжений. На напряжениях до 69 кВ могут использоваться все типы: фарфор, стекло и полимер. На напряжении 69–345 кВ используются полимерные подвесные изоляторы, которые применяются в составе поддерживающих гирлянд. На анкерных опорах в этом диапазоне напряжений и для более высоких напряжений применяются только стеклянные изоляторы. К таким изменениям привели проблемы, с которыми сталкивалась компания при применении фарфоровых и раннего поколения полимерных изоляторов.

Например, в нескольких случаях наблюдалось механическое разрушение поддерживающих и натяжных гирлянд фарфоровых изоляторов на линиях напряжением 115 кВ и 345 кВ, которое происходило вследствие повреждения связывающего материала. Срок эксплуатации этих изоляторов превышал 20 лет. Энергокомпания установила строгие правила технического обслуживания: линии регулярно исследуются с помощью самолета, вертолета и пеших патрулей. В местах, где выявляется риск повреждения, производится подробный осмотр с привлечением ОВБ, которые выполняют «прозвон». Очевидно, что такие меры ведут к значительному увеличению стоимости фарфоровых изоляторов в течение срока их службы.

Xcel также зафиксировала случаи хрупких разрывов в ранних поколениях полимерных изоляторов, прежде всего на установках на 345 кВ и на 115 кВ. Компания была обеспокоена сроком службы при применении на 345 кВ и более высоких напряжениях. Энергокомпания оценила затраты в течение всего срока службы для трех технологий изоляторов перед тем, как рассмотреть изменения в своих внутренних стандартах.

HYDRO ONE, ОНТАРИО

Hydro One имеет богатый опыт применения всех трех технологий изоляторов для линий напряжением до 230 кВ. Для более высоких напряжений они используют фарфор и стекло, и не используют полимерные изоляторы, потому что вопросы с работой на включенной линии, повреждениями, вызванными птицами, короной и старением, еще не решены. Фарфоровые и стеклянные изоляторы в сетях Hydro часто отслужили уже 60 лет, а некоторые фарфоровые – еще дольше. Фарфоровые изоляторы регулярно проходят проверки на наличие пробоев и трещин, вызванных расширением материала. Такие повреждения вызывают главным образом механические отказы (падения) нескольких гирлянд в системе высокого напряжения.

Энергокомпания имеет успешный опыт использования тепловизора для диагностики состояния изоляторов. Тарелки, имевшие пробой, показывают перепад температур до 10 °C при влажных условиях. За прошлые два года компания Hydro One исследовала более чем 3000 гирлянд фарфоровых изоляторов на линиях 500 кВ и 230 кВ. С бригадой из пяти человек энергокомпания может осмотреть пять опор в день. Действительно, это длительная и трудоемкая, не говоря уже о дороговизне, процедура.

Вследствие более легкого визуального обнаружения поврежденных единиц на гирляндах стеклянных изоляторов Hydro One будет использовать такие изоляторы при строительстве линий 230 и 500 кВ.

NORTHWESTERN ENERGY, МОНТАНА

Компания NorthWestern Energy применяла стеклянные изоляторы на своих линиях 500 кВ с 1980-х. Опыт использования был весьма удачный, и поэтому она продолжает практиковать это и в новом строительстве линии на 500 кВ длиной порядка 700 км в рамках про-

екта межсистемной связи для передачи электроэнергии между штатами. Энергокомпания выполняет большую часть своих текущих ремонтов под напряжением. Так как большинство линий NorthWestern находится в отдаленных местах, регулярные осмотры с вертолета проходят четыре раза в год на линиях на 500 кВ и один раз в год – на всех других линиях. Более подробные осмотры делаются с интервалом 5 и 10 лет. В некоторых районах у энергокомпании были проблемы, связанные с вандализмом. Так как поврежденные стеклянные изоляторы легко определить на глаз, компании стало ясно, что стеклянные изоляторы выгоднее других.

У NorthWestern был хороший опыт эксплуатации фарфоровых изоляторов на линиях напряжения 230 кВ и ниже. Компания осматривает эти изоляторы при отключенном напряжении. Вследствие относительно сухого климата в Монтане у энергокомпании есть несколько тысяч хорошо сохранившихся фарфоровых изоляторов, эксплуатирующихся свыше 60 лет. Полимерные изоляторы более предпочтительны для линий напряжением 115 кВ и ниже. На 161 кВ и 230 кВ полимерные изолято-

ры используются ограниченно с учетом специфики определенных проектов.

Для основной массы линий электропередачи фарфоровым изоляторам все еще отдается предпочтение. У NorthWestern были проблемы при эксплуатации ранних модификаций полимерных изоляторов из-за коронирования при увлажнении. Например, на линии 161 кВ, построенной в начале 1990-х с использованием стержневых полимерных изоляторов. После этого изоляторы подобной конструкции стали использоваться только на линиях 69 кВ. А на линиях 161 кВ NorthWestern не так давно пришлось их заменить.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ

Очевидно, что происходят постепенные изменения в использовании различных технологий изоляторов для линий высокого напряжения в Северной Америке. Эксплуатация показала, что для распределительных сетей (с напряжением менее 69 кВ) предпочтительно использование полимерных изоляторов, потому что они легки, просты в обращении и имеют низкую стоимость. Однако некоторые энергокомпании ограничивают использование полиме-

ров в более высоких классах напряжений. Технология полимерных изоляторов, очевидно, была выбрана для применения на компактных линиях в качестве опорных и подвесных изоляторов. Проблемы обслуживания, связанные с затратами на обследование стареющих фарфоровых изоляторов, ставят под сомнение перспективы использования их в будущем. В то же время из соображений относительно невысокой стоимости эксплуатации стеклянных изоляторов и простоты контроля их состояния ряд энергокомпаний обращаются именно к этой технологии.

Ясно, что все три технологии изоляции имеют право на существование, и решения, принимаемые в отношении систем изоляции для восстановления более старых линий и при осуществлении новых высоковольтных проектов, будут зависеть от накопленного опыта, ожидаемых показателей работоспособности и способов оценки стоимости полного жизненного цикла установленных изоляторов.

**Оригинальная статья
опубликована в журнале
Transmission & Distribution World
Vol. 62 № 4, 2010**

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



ТЕМЕРОВ О.В.,

начальник департамента эксплуатации
и ремонта ОАО «МРСК Северо-Запада»

В настоящее время в качестве изоляционного материала в электросетевом комплексе используются и фарфор, и полимер, и стекло. Каждый из указанных материалов обладает как достоинствами, так и недостатками. С применения фарфоровой изоляции фактически началась история электроэнергетики. К основным недостаткам фарфора можно отнести хрупкость, возможность образования грязевой пленки на поверхности, сложности, связанные с диагностикой пробоев и микротрещин. В настоящее время на ЛЭП практически не устанавливаются тарельчатые фарфоровые изоляторы, хотя в эксплуатации их по-прежнему еще находится достаточно много.

Стеклянные тарельчатые изоляторы широко применяются на ЛЭП. Их преимущество – продолжительный положительный опыт эксплуатации, удобство обнаружения пробоя визуально, без применения специальных средств диагностики. К недостаткам можно отнести возможность разрушения при транспортировке и монтаже, воздействию посторонних лиц.

Полимерная изоляция применяется сравнительно непродолжительное время. К безусловным достоинствам полимера нужно отнести меньший вес по сравнению со стеклом и фарфором (как следствие, удобство транспортировки и монтажа), антивандальную устойчивость. Основные недостатки

полимерной изоляции – сложная процедура обнаружения повреждения, неопределенность со сроком службы в связи с отсутствием достаточного опыта эксплуатации. Кроме того, большое количество претензий со стороны эксплуатации связано непосредственно с качеством самого материала, имеют место случаи выхода из строя полимерных изоляторов ЛЭП по причине заводских дефектов. В настоящее время производство полимерной изоляции совершенствуется. Большинство заводов перешли от так называемой шашлычной технологии производства изоляторов к цельнолитой, что сводит к минимуму влияние человеческого фактора на качество. Однако радикального изменения в расстановке сил в пользу полимерной изоляции в ближайшее время, скорее всего, не произойдет.

Таким образом, выбор изоляционного материала в каждом конкретном случае будет определяться условиями эксплуатации оборудования, накопленным опытом и другими факторами.

Тема интеллектуальных (активно-адаптивных) сетей с каждым месяцем обсуждается в России и за рубежом все интенсивнее и глубже. Журнал «Энергоэксперт», в свое время выпустивший номер, посвященный SmartGrid («Энергоэксперт», № 4, 2009), уже давно отдает несколько своих полос рубрике SmartGrid. Начиная с этого номера, ее ведущим будет выступать Джесси Берст. Господин Берст является создателем и главным редактором портала SmartGridNews.com—ведущего портала об интеллектуальных сетях в Интернете. Для этого выпуска Джесси Берст подготовил нам обзор 10 наиболее значимых событий 2010 года в области интеллектуальной энергетики, которые окажут влияние на ее развитие в наступившем 2011 году.

ДЕСЯТЬ ГЛАВНЫХ ТРЕНДОВ В ОБЛАСТИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ В США НА ОСНОВЕ РЕЙТИНГА ПОПУЛЯРНОСТИ ПУБЛИКАЦИЙ НА ПОРТАЛЕ SMARTGRIDNEWS.COM

№ 10: ВЕДУЩИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБЪЕДИНЯЮТ УСИЛИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ ОБЩИХ СТАНДАРТОВ

В большинстве своем производители приборов учета в США предлагают системы, работающие на собственных, закрытых протоколах. Когда они перейдут к производству открытых, функционально-совместимых систем, работающих по принципу «включай-и-работай», это будет иметь чрезвычайно сильный эффект. Цены на единицу оборудования снизятся. Производители

приборов учета должны будут обратиться к разработке программного обеспечения и различных сервисов для увеличения прибыли. Первые результаты работы в этом направлении должны появиться в конце 2011 – начала 2012 годов.

№ 9: PJM «ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗИРУЕТ» ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ЛИНИИ ПУТЕМ УСТАНОВКИ СМПР

PJM Interconnection – крупнейший оператор сети передачи электроэнергии в Северной Америке и один из крупнейших в мире. Его шаг по установке

и интеграции СМПР показывает тренд по движению в направлении сложных систем управления режимами высоковольтных сетей, работающих в режиме близком к реальному времени. Однако большинство наблюдателей склонны считать, что Китай ушел в этой части уже значительно дальше, чем PJM.

№ 8: СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ: КАКОЙ РИСК НЕСЕТ РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ВТОРОГО ПОКОЛЕНИЯ СЕГОДНЯШНИМ ЛИДЕРАМ РЫНКА

Первое поколение систем управления нагрузкой (СУН) было сконцентрировано на простом сглаживании или смещении пиков нагрузки. Системы следующего поколения будут гораздо более сложными, они смогут мгновенно подстраиваться под прирост выработки от нетрадиционных источников, таких как солнечные и ветряные электростанции. Это должна быть сложная система, но тот, кто сможет ее построить первым, получит ощутимую прибыль.

№ 7: НЕ УЧЕТОМ ЕДИНЫМ: ДЕСЯТЬ ВЕСЬМА ИНТЕРЕСНЫХ ПРОЕКТОВ SMART GRID, СОФИНАНСИРУЕМЫХ ИЗ БЮДЖЕТА США

Правительство США вложило более четырех миллиардов долларов,



большая часть из которых пошла на финансирование проектов по развитию интеллектуального учета. В одном из обзоров, опубликованных на Smart Grid News.com, приведен анализ десяти проектов, которые не основаны на применении интеллектуального учета, и, тем не менее, весьма ценны. В частности, Технологический Университет Массачусетса реализовал в сетях ARPA-E проект внедрения аккумуляторных батарей на жидких металлах. В Austin Energy был реализован проект микро-энергосистемы, в рамках которого в единую сеть объединены 1000 приборов учета бытовых потребителей, 75 приборов учета коммерческих организаций, а также пункты подзарядки электромобилей. AEP Ohio в своем gridSMART Demonstration Project сконцентрировался на автоматизации распределительной сети на базе реклоузеров. Другие проекты предполагают внедрение нетрадиционных источников электрической энергии, создание ИТ-инфраструктуры и т.п.

№ 6: ПУЛЬС СОЦИАЛЬНЫХ СЕТЕЙ: ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ (НО НЕ СЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ!) ДОЛЖНА СОЗДАВАТЬ ЛУЧШИЕ БИЗНЕС-РЕШЕНИЯ

Промышленность тратит достаточно много времени на обсуждение технологий интеллектуальных сетей, но недостаточно внимания уделяет ценности этих технологий с точки зрения бизнеса, жалуется автор шестой, наиболее популярной публикации года.

№ 5: НЕ СТРОИМ ЛИ МЫ УМСТВЕННО-ОТСТАЛУЮ СЕТЬ?

Для большинства электросетевых компаний США термин «интеллектуальная сеть» фактически тождествен термину «интеллектуальный учет». В других частях света сетевика, в первую очередь, беспокоят о том, чтобы сделать сеть «умнее» (например, путем автоматизации распределети) перед тем, как начать внедрение интеллектуального учета у потребителей. В большинстве случаев этот путь может быть гораздо более правильным.

№ 4: СТРАТЕГИЯ SMART GRID ОТ GE: СТРОИТЕЛЬНЫЕ БЛОКИ, НО БЕЗ КЛЕЯ

General Electric – одна из крупнейших в мире корпораций, которая обладает одним из крупнейших в мире ассортиментом устройств для интеллектуальных сетей. Существенной недоработкой компании является то, что она не может соединить все эти элементы в единое целое.

№ 3: ИСПЫТАНИЯ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА СТАРТЕ: ВЗРЫВНОЙ РОСТ ПРОГНОЗИРУЕТСЯ ДЛЯ ЭТОГО РЫНКА

Электрические сети Северной Америки регулярно слышат от экспертов о необходимости разработки стандартов, обеспечивающих совместимость устройств. Чего они не слышат – это то, как определить, отвечает ли предложенное оборудование предъявляемым требованиям. Сейчас есть первые попытки проведения испытаний на функциональную совместимость, которые в будущем позволят сделать жизнь энергетиков намного проще и безопаснее.

№ 2: СТРАТЕГИЯ SMART GRID ОТ CISCO: ПЕРВАЯ ОПЕРАЦИОННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ СЕТЕЙ

Агрессивный вход компании Cisco на рынок решений для интеллектуальных сетей поставил перед всеми вопрос: что же будет дальше? Амбиции компании Cisco распространяются гораздо дальше, чем многие могут себе представить.

№ 1: SMARTGRIDCITY РАСТАЯЛ: НАСКОЛЬКО ЭТО ПЛОХО?

Проект Xcel Energy, носящий название SmartGridCity, который был реализован в городе Болдер штата Колорадо, преподносился как самый заверченный, с технологической точки зрения, и самый сложный демонстрационный проект Smart Grid в мире. В основном Xcel выбрали правильные технологии. Обидно, что с этим проектом не все так хорошо вышло с политической и социальной точек зрения. Это полезный урок для всех сетевых компаний по всему миру.

Рубрика SMART GRID

Ведущий рубрики



Джесси Берст

Основатель и главный редактор портала SmartGridNews.com (SGN), старейшего, крупнейшего и наиболее посещаемого интернет-портала по тематике интеллектуальных сетей.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail: **editor@smartgridnews.com** или через форум Интернет-портала «Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=17>

ТОЧНОСТЬ ЦИФРОВЫХ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

БРАЙАН СИЛ (BRIAN SEAL), руководитель проекта Электроэнергетического научно-исследовательского института (Electric Power Research Institute), EPRI

МАРК МАКГРАНАГАН (MARK MCGRANAGHAN), директор направления распределения, качества электроэнергии и интеллектуальных сетей, EPRI

Электромеханические счетчики – надежные изделия, которые хорошо послужили обществу. За сто лет их конструкция была оптимизирована, благодаря чему они продемонстрировали отличное сочетание простоты и надежности, обеспечивая в то же время измерение одного-единственного параметра – совокупного потребления электроэнергии. К сожалению, эти устройства не способны реализовать дополнительные функции, которые необходимы для объединения абонентов в «интеллектуальную» сеть, такие, например, как поддержка тарифа, зависящего от времени суток, и тарифа в реальном времени, измерение различных количественных параметров, возможность установления связи, и другие. Поэтому для энергетических компаний переход на полупроводниковые счетчики электроэнергии является не одним из вариантов выбора, а необходимостью.

Счетчик – крайне важный составляющий элемент энергетической инфраструктуры. Он не осуществляет функцию управления энергосистемой, но является одним из наиболее значимых ее компонентов с точки зрения контроля и учета. Счетчики позволяют вести учет электроэнергии, переданной в конкретную точку энергетической системы, чаще всего – клиенту. Подобно кассовому аппарату в магазине, счетчики представляют собой точку, где производится транзакция, где потребитель вступает во владение предметом торговли и где определяется основание для выставления счета. Однако в отличие от кассового аппарата счетчик находится в доме потребителя и ничем не защищен, а его возможности точно и надежно измерять и регистрировать операции с электроэнергией не должны вызывать сомнений ни у энергетической компании, ни у домовладельца.

Отличие электроэнергии от других предметов торговли заключается в том, что ее потребление осуществляется в реальном времени. Потребление электроэнергии нельзя сравнить или измерить по прошествии времени. Нет ничего, что можно вернуть или предъявить как свидетельство

покупки. Это делает счетчик чрезвычайно важным устройством как для энергетической компании, так и для домовладельца. Вот почему конструкция счетчиков и контактных гнезд, куда они устанавливаются, разрабатывается с учетом стандартов и технических норм, которые препятствуют самовольному вмешательству и, кроме того, включают в себя средства, позволяющие обнаружить попытки такого вмешательства. Помимо возможности противостоять намеренному нарушению режима работы, счетчик сам по себе должен быть точным и надежным и сохранять свои эксплуатационные характеристики вне зависимости от условий окружающей среды и воздействий электрического тока.

В общем случае счетчики электроэнергии оказались способными выполнить все эти требования и тем самым заслужили доверие энергетических компаний и домовладельцев. Большинство людей сталкивались с ситуациями, когда ломался автомобиль, выходил из строя бытовой прибор, перегорало во время грозы электрическое устройство. Но вряд ли кто-то сможет припомнить случай, когда ломался их счетчик электро-

энергии. Таково наследство надежных электромеханических счетчиков.

ИСТОРИЧЕСКАЯ ПЕРСПЕКТИВА – ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЙ СЧЕТЧИК

По оценке любого человека, обычный электромеханический счетчик представляет собой удивительный образец инженерной мысли. Претерпев за сотню лет многочисленные усовершенствования, конструкция стандартного бытового счетчика электроэнергии превратилась во впечатляющую комбинацию экономичности, точности, надежности и простоты. Вот почему полупроводниковые электронные схемы стали использоваться в счетчиках электроэнергии с опозданием по сравнению с обычными устройствами.

Первыми счетчиками, в конструкции которых были использованы полупроводниковые элементы, стали трехфазные коммерческие и промышленные счетчики, более сложные по своей природе. Первые такие счетчики появились в 1980-е годы, а в 1990-е годы они стали обычным явлением. Совсем недавно, в 2000 году, вновь появились вопросы: когда простые бытовые счетчики будут заменены полупроводниковыми устройствами и смогут ли полу-

проводниковые счетчики в такой же степени гармонично сочетать в себе экономичность и надежность?

Такая замена произошла всего через 10 лет. Как видно на рис. 1, за последнее десятилетие основные производители счетчиков электроэнергии перешли на выпуск полупроводниковых моделей и сняли с производства электромеханические устройства. Этот переход снизил значение как промышленных предприятий, так и искусства изготовления традиционных счетчиков и открыл двери в сферу производства счетчиков новым компаниям.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КАК ДВИЖУЩАЯ СИЛА ИЗМЕНЕНИЙ

Толчком, который в конечном счете сделал возможным переход к полупроводниковым счетчикам, стало не снижение себестоимости и не увеличение эксплуатационного ресурса или повышение надежности, а потребность в более широких функциональных возможностях. Электромеханические счетчики с таким привычным вращающимся диском выполняли тонкую работу по измерению полного потребления электроэнергии, но возникновение потребности в дополнительных функциях вело к чрезмерному усложнению их конструкции. Были созданы модели, которые фиксировали пиковую нагрузку, и модели, которые измеряли потребление в нескольких регистрах в зависимости от времени суток, но они были недостаточно экономичными для установки в жилых домах.

Сегодня бытовые счетчики должны проводить целый ряд измерений, учитывая среди прочего показатели спроса, время потребления или данные в непрерывном интервале. Некоторые счетчики могут регистрировать дополнительные количественные показатели, такие как напряжение в системе – это помогает энергетическим компаниям поддерживать качество услуг в тех местах, где существуют быстрозарядные электромобили и солнечные электрогенераторы. Часто эти полупроводниковые счетчики включают в себя также электронные средства связи, которые позволяют передавать измеренные данные в энергетическую компанию и домо-

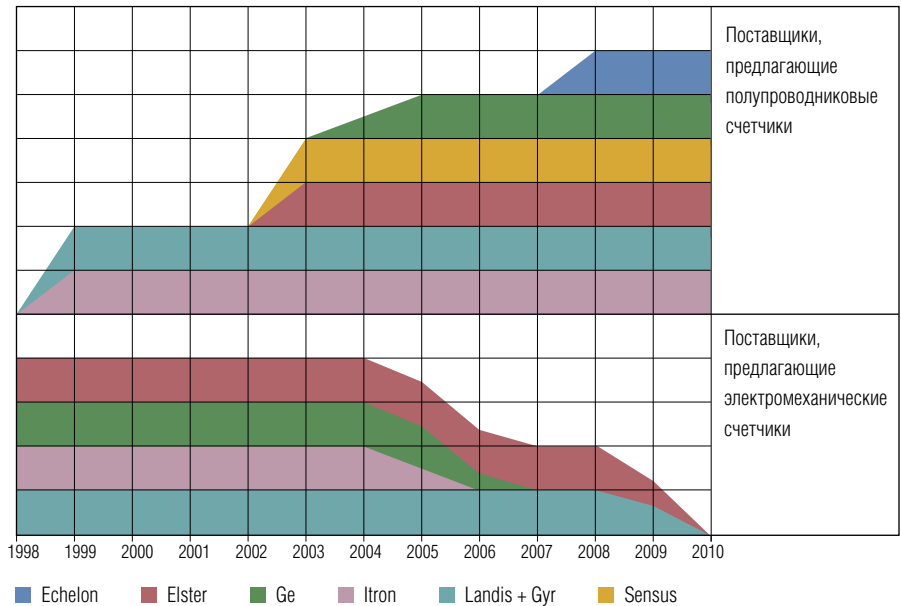


Рис. 1. Замена производства электромеханических счетчиков полупроводниковыми моделями

владельцу, не требуя посещения объекта специалистом.

ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЙ СЧЕТЧИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Производители, которые первыми взялись за разработку бытовых полупроводниковых счетчиков, понимали, с какой проблемой они столкнутся. Электромеханические устройства, которые они собирались заменить, завоевали доверие как энергетических компаний, так и широкой публики. Поскольку бесперебойная подача электроэнергии чрезвычайно важна для экономики, общественной безопасности, энергетические компании и регулирующие организации подошли к вопросу замены счетчиков с большой осторожностью. Производителям нужно было не только предложить подходящую замену, но и доказать, что новые счетчики работоспособны и им можно доверять.

С точки зрения энергетической компании первостепенными являются несколько основных характеристик счетчика, а именно – прочность конструкции, продолжительный срок службы, стоимость и точность. Однако с точки зрения домовладельца главное достоинство счетчика – его точность. В случае поломки счетчика энергетическая компания производит его ремонт. Износ счетчика также является

проблемой, которую придется решать энергетической компании. Однако неточность счетчика при измерении использованной электроэнергии может привести к тому, что клиенту придется оплатить большее количество электроэнергии, чем то, которое он фактически использовал. Если бы последствия были незначительными, то они могли бы остаться незамеченными. Поэтому точность и безотказность полупроводниковых счетчиков остаются предметом непрерывных обсуждений.

Стараясь идти в ногу с технологическими новшествами, связанными с полупроводниковыми измерительными приборами, Американский национальный институт стандартов (ANSI) в конце 1990-х годов разработал новые стандарты с более жесткими требованиями к точности. Стандарт ANSI C12.20¹ установил классы точности 0,2 и 0,5. Здесь номер класса соответствует максимальной ошибке измерения (в процентах) при номинальной нагрузке. Обычные бытовые полупроводниковые счетчики электроэнергии имеют класс точности 0,5, тогда как электромеханические счетчики изготавливались в соответствии с менее строгими стандартами ANSI C12.1, что проиллюстрирова-

¹ Американский национальный институт стандартов, 1998, 2002, получено из NEMA по ссылке <http://www.nema.org/stds/c12-20.cfm>

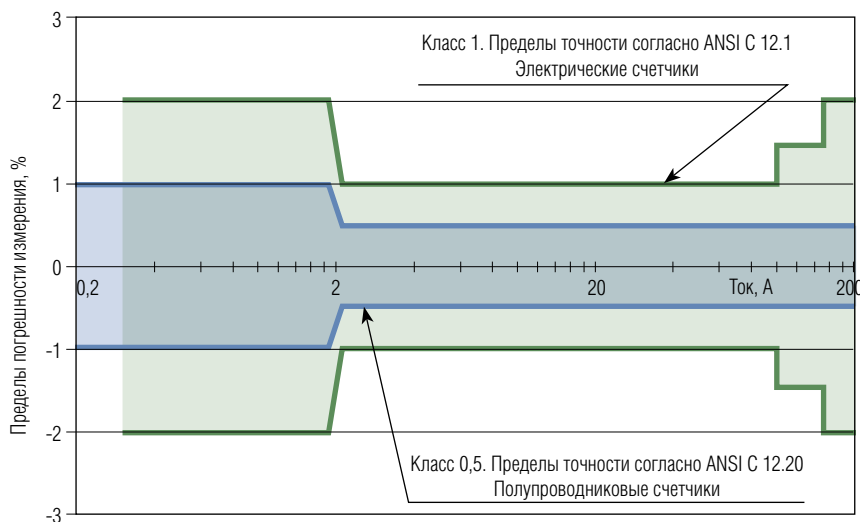


Рис. 2. Сравнение классов точности

но на рис. 2.² Кроме того, согласно C12.20, счетчики должны продолжать измерение при падении нагрузки до 0,1 А (24 Ватта), тогда как, согласно C12.1, допускается, чтобы счетчик прекратил измерение при падении нагрузки до 0,3 А (72 Ватта). Хотя измерение таких низких нагрузок, скорее всего, не сильно скажется на счете домовладельца, тем не менее повышение точности налицо.

Чтобы удостовериться в том, что счетчики соответствуют требованиям ANSI, производители и энергетические компании используют ряд тестов и специальное оборудование. В процессе производства обычно проводится калибровка и функциональная проверка каждого отдельного счетчика. После поступления новых счетчиков, энергетические компании часто подвергают всю партию или отдельные устройства еще одному тесту на точность. Обычно каждый штат разрабатывает собственные требования, касающиеся процедуры проверки точности при получении энергетическими компаниями новых счетчиков, а также устанавливающие периодичность последующих проверок.

Несмотря на свои точно определенные рабочие характеристики, полупроводниковые счетчики столкнулись с недоверием, когда началось их широкое применение. Самые серьезные жалобы заключались в том, что счетчики неточные, и это ведет к завышению счетов.

Учитывая то, что счетчики спроектированы согласно более строгим требованиям ANSI, важно разобраться, какие факторы могли привести к таким наблюдениям и ощущениям.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОСПРИЯТИЕ ЦИФРОВЫХ СЧЕТЧИКОВ

Изменение расчетного периода

Длительность расчетного периода может меняться от месяца к месяцу, затрудняя сравнение счетов за разные месяцы. Если получается так, что ввод в действие полупроводниковых счетчиков совпадает с месяцем, имеющим особенно длинный расчетный период, тогда клиенты могут неправильно увязать завышенный счет с самим счетчиком. Такой продолжительный расчетный период в процессе широкого внедрения новых счетчиков для клиентов энергетической компании Oncor в Техасе пришелся на январь. Из-за праздников этот расчетный период для некоторых клиентов оказался равным 35 дням.

Сложность ввода в эксплуатацию новых счетчиков любого типа

После установки новых счетчиков и перехода на автоматическое считывание необходимо позаботиться о том, чтобы новый счетчик был зарегистрирован по точному расчетному адресу. Для облегчения этой задачи можно использовать автоматизированные инструменты и алгоритмы, которые гарантируют точный учет по-

требляемой электроэнергии для каждого жилого дома.

При замене счетчика процесс выполнения измерений и оформления счетов для данного месяца отличается особой сложностью. Нужно зарегистрировать заключительное показание старого счетчика и добавить к этому показанию соответствующую цифру потребления от нового счетчика, чтобы полностью закрыть расчетный период. Несмотря на то что для снижения человеческого фактора процесс замены счетчиков в основном автоматизирован, процесс разделения данных отличается сложностью и увеличивает вероятность ошибки.

Если бы такая ошибка была слишком велика, она была бы замечена и домовладельцем, и энергетической компанией. Однако, если ошибка небольшая, ее трудно бывает распознать в реальном объеме потребления. Поэтому существует гипотетическая вероятность наличия ошибки в счете за тот месяц, когда производилась замена счетчика, даже несмотря на точность старого и нового счетчиков.

Возможность установления связи и приблизительный расчет

Системы учета энергетических компаний часто дают возможность приблизительного расчета с использованием алгоритма, позволяющего приблизительно оценить счет клиента до получения фактического показания. Исторически такой приблизительный расчет использовался при отсутствии показаний счетчика, снятых вручную, а те или иные ошибки приблизительного расчета корректировались в счете за следующий месяц.

После установки полупроводниковых счетчиков в рамках программы совершенствования инфраструктуры измерений можно забыть о снятии показаний счетчика вручную, так как этот процесс теперь выполняется автоматически. Поначалу системы передачи данных могут не обеспечивать хорошую связь со всеми помещениями, поэтому количество и частота пауз, во время которых производится приблизительный расчет, могут возрасти в первые несколько месяцев после широкого внедрения новых счетчиков. Возможно, такой приблизительный расчет может привести к тому, что электроэнергия, потребленная в одном месяце, будет учтена в счете за другой месяц. Из-за этого счета могут сильно отличаться друг от друга.

² Данные взяты из стандартов на измерения ANSI C12.1-1988 и ANSI C12.20-2002

Преждевременный выход из строя

Разные изделия демонстрируют отличия в интенсивности отказов с течением времени. Как показано на рис. 3, эти отличия часто укладываются в общую тенденцию. Сбои в работе многих изделий происходят или в самом начале или в самом конце периода эксплуатации, при этом интенсивность сбоев стабилизируется на низком уровне в течение большей части периода нормальной эксплуатации изделия.

Счетчики электроэнергии не исключение. И в электромеханических, и в полупроводниковых счетчиках имеются компоненты и узлы, которые могут стать причиной повышенной интенсивности сбоев в начальный период эксплуатации и полностью вырабатываются по истечении периода нормальной эксплуатации. Парк обычных счетчиков имеет «зрелый» возраст, они находятся в середине участка «нормальной эксплуатации» на кривой интенсивности отказов. В течение года приходится устанавливать всего несколько новых счетчиков.

В настоящее время подавляющая часть полупроводниковых счетчиков, вводимых в эксплуатацию, являются частью интеллектуальных систем учета (AMI), которые разворачиваются массово. Такая массовость может привести к возникновению целого парка счетчиков, возраст которых составляет всего лишь год или два и которые, следовательно, могут продемонстрировать повышенную, но не неожиданную интенсивность отказов, характерную для начального периода эксплуатации. Если одним из видов отказа счетчика явится регистрация повышенного потребления электроэнергии, то тогда в процессе ввода в действие новой системы чрезмерно большой процент населения получит увеличенные счета.

Необычные погодные факторы

В последние годы во всем мире зарегистрированы факты холодных зим и жарких летних месяцев, которые могут стать причиной более высоких, чем обычно, счетов за электроэнергию. Один из примеров того, как необычная погода может привести к повышенному потреблению электроэнергии, это использование электрических тепловых насосов, которые применяются для отопления жилых домов в зонах умеренного климата. Эти тепловые насосы, ко-



Рис. 3. Кривая интенсивности отказов

торые в нормальных условиях гораздо более эффективны, чем резистивные нагреватели, конструктивно выполнены со второй ступенью обогрева электрическим током, которая вводится в действие, когда тепловой насос оказывается не в состоянии поддерживать заданную температуру внутри помещения. По мере понижения температуры наружного воздуха эта вторая ступень включается все чаще. В прошлую зиму во многих частях США чрезмерные холода стали причиной необычно высокой зависимости от обогрева электрическим током, что в свою очередь привело к необычно большим счетам за электроэнергию.

Рост потребления

Среднее бытовое потребление электроэнергии выросло и постоянно растет, что связано с увеличением числа и типов электрических устройств. Телевизоры большого формата, наружное освещение, а также новые бассейны и оборудование для водных процедур стали обычными приобретениями, которые могут привести к заметному увеличению бытового потребления электроэнергии. В других случаях рост потребления может быть вызван неисправным оборудованием. Утечка хладагента из системы кондиционирования воздуха или отсоединение воздуховода в мансарде ведет к чрезмерно интенсивной работе устройств, что остается незамеченным до тех пор, пока не будет получен счет за электроэнергию.

Если нарушение работы этих новых устройств или оборудования совпадет по времени с установкой нового счетчика электроэнергии, домовладелец может

прийти к выводу, что причиной большого счета за электроэнергию стала неисправность измерительного устройства.

Новые структуры тарифов

Новые счетчики позволяют переходить на новые структуры тарифов, например, зависящие от времени суток или от пиковой нагрузки. Эти программы делают сеть более эффективной, стимулируя клиентов использовать меньше электроэнергии во время максимума потребления, и больше электроэнергии, когда она легкодоступна. Повышение коэффициента нагрузки позволяет использовать активы с большей отдачей, а в некоторых случаях делать отсрочку модернизации инфраструктуры.

В то время как новые структуры тарифов оказываются выигрышными для клиентов в среднем, результаты для отдельных потребителей зависят от того, насколько внимательно они отслеживают периоды повышенных и пониженных цен на электроэнергию. Те клиенты, которые выбирают повременные тарифы и не изменяют соответствующим образом свой режим потребления, могут получать большие счета, даже несмотря на наличие возможностей для их уменьшения. Поскольку новые тарифные планы могут вступить в силу примерно в то же время, когда производится замена счетчиков, домовладельцы могут ошибочно связывать увеличение счетов с ошибками измерения.

Замена дефектных счетчиков

Несмотря на высокую надежность электромеханических счетчиков, они

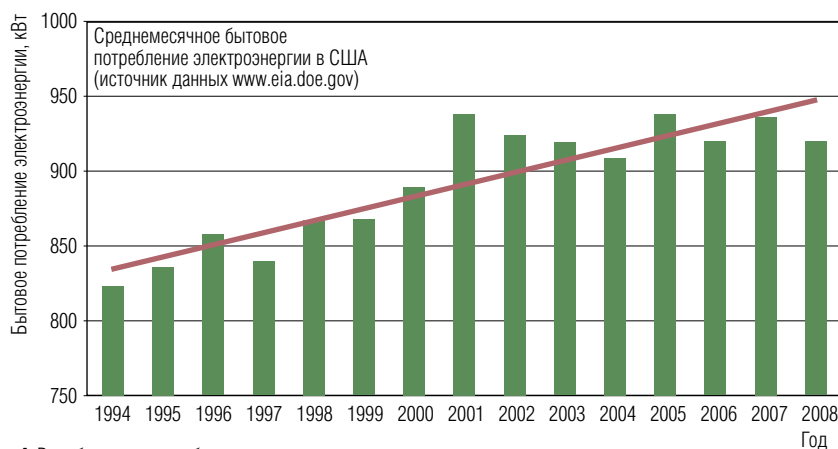


Рис. 4. Рост бытового потребления электроэнергии во времени

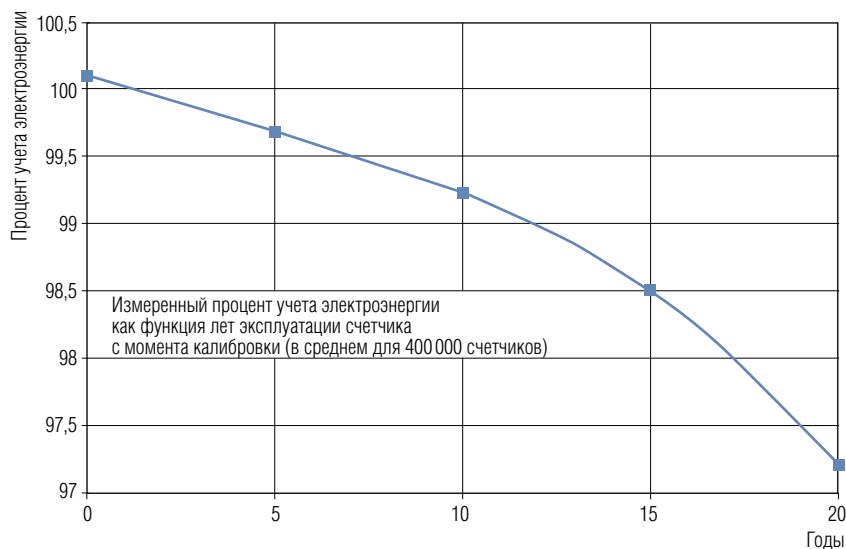


Рис. 5. Ухудшение качества учета электромеханического счетчика с течением времени*

* Данные представлены с разрешения Chapman Metering, www.chapmanmetering.com

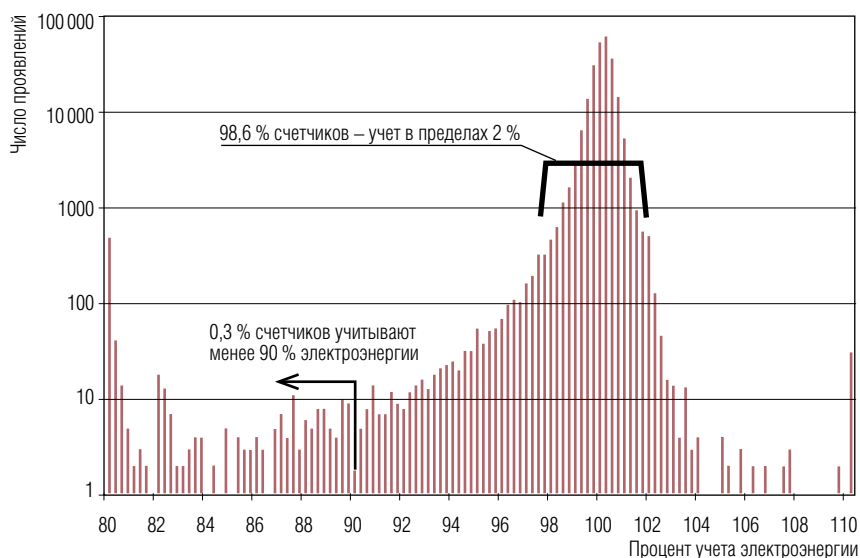


Рис. 6. Распределение процента учета электроэнергии для электромеханических счетчиков*.

Обратите внимание, что для более высокого разрешения выбрана логарифмическая вертикальная шкала

* Данные представлены с разрешения Chapman Metering, www.chapmanmetering.com

все-таки выходят из строя. Наиболее распространенный вид отказа – неполный учет потребляемой электроэнергии. Все, что в той или иной мере препятствует вращению диска, может замедлить работу счетчика, в результате чего падает учет. Износ шестерен, коррозия, влага, пыль и насекомые – все это может замедлить движение диска и стать причиной того, что электромеханический счетчик регистрирует не всю потребляемую в доме электроэнергию. Существуют такие виды отказа, которые проявляются в ускоренном движении электромеханического счетчика, но это менее распространенный случай. На рис. 5 показана зависимость среднего процента учитываемой электроэнергии от количества лет эксплуатации для выборочной группы из 400 000 электромеханических счетчиков.

После замены всех счетчиков в обслуживаемом районе логично ожидать, что некоторые из тех, которые были сняты с эксплуатации, оказались неточными и медленно работающими. У некоторых замедление могло произойти постепенно за многие годы, так что домовладелец ничего не замечал и привык к небольшим счетам за электроэнергию. Внезапное увеличение суммы оплаты, связанное с переходом на 100%-й учет потребляемой электроэнергии, может стать неожиданным для таких домовладельцев и посеять сомнения в адрес нового счетчика. В то время как работа основной массы счетчиков может замедлиться лишь незначительно, работа некоторых счетчиков может замедлиться существенно. Как видно на рис. 6, где показано распределение процента учета электроэнергии, лишь 0,3 % проверенных электромеханических счетчиков регистрируют менее 90 % фактического потребления. Хотя 0,3 % – это незначительная часть, тем не менее в обслуживаемом районе, насчитывающем миллион счетчиков, – это 3000 домовладельцев, которые до установки новых счетчиков недоплачивали от 10 % до 20 % стоимости электроэнергии.

Рост расходов на электроэнергию

Хотя и не повсеместно, но в большинстве районов основные тарифы на электроэнергию выросли в результате увеличения расходов на производство электроэнергии, и увеличение расходов на содержание инфраструктуры, необ-

ходимой для доставки электроэнергии потребителю. На рис. 7 видно, что за последние 12 лет в Соединенных Штатах ежегодный рост стоимости киловатт-часа электроэнергии в коммунальном секторе составил в среднем 0,3 цента. Если увеличение тарифа совпадет по времени с внедрением новых счетчиков, то домовладельцы, получившие возросший счет за электроэнергию, могут сделать вывод о погрешности своего нового счетчика.

Использование встроенного программного обеспечения

В электромеханических счетчиках используется комплект шестерен и круговых шкал, предназначенных для подсчета оборотов диска. Этот узел, который называется регистрирующим механизмом, измеряет количество электроэнергии, проходящей через счетчик с течением времени. Так же как в счетчике пробега автомобиля, каждая шестерня счетчика соединена со следующей таким образом, что для одного оборота шкалы высшего разряда требуется десять оборотов шкалы младшего разряда. Эти счетные механизмы приводятся в действие только с одной стороны – валом диска счетчика, и переход от одного показания к другому невозможен посредством какого-либо другого механизма. Несмотря на простоту и механическую конструкцию, счетчик обеспечивал синхронность и надежное сохранение результата суммарного потребления, был невосприимчив к случайным переключениям и исключал потерю данных.

Полупроводниковые электронные счетчики спроектированы таким образом, что выполняют ту же роль регистрирующего механизма, но благодаря использованию встроенного программного обеспечения и энергонезависимых запоминающих интегральных схем в качестве устройства хранения данных. Даже до начавшегося недавно широкого внедрения интеллектуальных счетчиков начиная с 1990-х годов энергетическими компаниями были установлены миллионы полупроводниковых счетчиков, и точность их учета не вызывала вопросов.

Однако, как и в любых электронных устройствах, существует вероятность ошибок встроенного программного обеспечения или уязвимости электронных схем. Гипотетически такие недоработки или уязвимость могут стать причиной

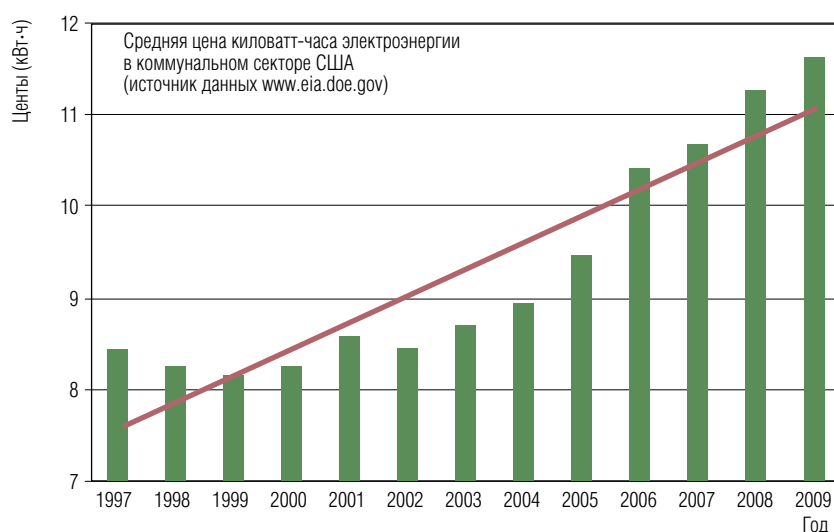


Рис. 7. Средняя цена электроэнергии в коммунальном секторе как функция времени.

Обратите внимание на чрезмерно увеличенный масштаб по вертикальной оси

аппаратных сбоев, влияющих на показания счетчика. Ошибку такого рода, которая встречается чрезвычайно редко, трудно обнаружить до широкого ввода счетчиков в эксплуатацию.

В случае электромеханических счетчиков возникающие неисправности имеют постоянный характер. При отказе счетчика или его регистрирующего механизма, вызванного износом, попаданием пыли, и т.д., как правило, он остается в таком состоянии до очередной проверки. Недоработки программного обеспечения могут вызвать временный аппаратный сбой, который останется незамеченным при последующей проверке счетчика. Такая возможность усложняет процесс диагностики для полупроводниковых счетчиков и может затруднить выявление истинной причины проблем.

Если это неизбежно, то влияние аппаратного сбоя на полупроводниковый счетчик или на систему AMI можно смягчить, используя интервальные данные. Как правило, потребление электроэнергии в жилом доме измеряется через определенные интервалы времени, например, через каждые 15 минут или через 1 час. Сбор этих интервальных данных обычно осуществляет энергетическая компания через каждые несколько часов или раз в день. Это упрощает проверку достоверности данных, так как сумма вводимых данных в каждый интервал времени должна добавляться к общему значению. Если совокупное показание счетчика внезапно изменится или если единичный интервал времени даст не-

реальный уровень потребления, тогда программа валидации, оценки и редактирования в офисе энергетической компании автоматически приступит к выявлению проблемы, после чего или устранил ее или укажет на эту проблему службе поддержки клиентов.

Восприимчивость к неуставившемуся напряжению

Электронные цепи полупроводниковых счетчиков соединены с сетью переменного тока, что позволяет им определять рабочую мощность и измерять напряжение. Хотя напряжение в сети номинально поддерживается на постоянном уровне, например, 240 В переменного тока, такие явления, как грозы, могут стать причиной возникновения неуставившихся напряжений и скачков напряжения. Для защиты электронных компонентов счетчика от таких явлений используется целый ряд ограничивающих и фильтрующих элементов, но их возможности имеют пределы. Стандарт на средства измерения ANSI C12.1 определяет величину и число скачков напряжения, которые должен выдерживать счетчик. Кроме того, некоторые энергетические компании устанавливают свои требования к способности счетчиков выдерживать перенапряжения. Как правило, эти требования являются более жесткими, чем требования стандарта. В любом случае скачки напряжения, превосходящие предельные условия испытаний по количеству или по вели-

чине, могут вызывать повреждение счетчика или привести к нарушению его работы³.

В электромеханических счетчиках не использовались цифровые схемы. Для контроля процесса возникновения дугового разряда, а также для рассеивания энергии обычных явлений, связанных с напряжением, в них использовались искровые разрядники. В результате они, как правило, были невосприимчивы к обычным проблемам с напряжением. Это их свойство отражено в разделе стандарта ANSI C12.1, который регламентирует условия проведения испытаний на скачки

напряжения и при этом содержит следующее положение: «Электромеханические счетчики и регистрирующие механизмы можно не подвергать этому испытанию»⁴.

ВЫВОДЫ

Отчасти из-за большого числа анонсированных программ AMI многие домовладельцы в Соединенных Штатах хотели бы в следующие пять–десять лет заменить свои электромеханические счетчики на полупроводниковые электронные устройства. Во время этого переходного периода, вполне вероятно, возникнут

реальные проблемы и проблемы восприятия полупроводниковых счетчиков. Эти проблемы требуют внимания. Необходимо внимательно относиться к каждому случаю и использовать методы глубокой диагностики для выявления истинной причины каждой проблемы. Нужно преодолеть искушение обвинить полупроводниковый счетчик во всех грехах или полностью оправдать его. В идеале задача каждого расследования должна заключаться не только в том, чтобы успокоить домовладельца, но и в том, чтобы выявить недоработки полупроводникового счетчика и обеспечить постоянное совершенствование его конструкции. Когда возникает необходимость в расширенных функциях измерения, у электромеханических счетчиков не остается шансов на возвращение.

³ Testing and Performance Assessment for Field Applications of Advanced Meters (Анализ результатов испытаний и рабочих характеристик современных счетчиков по результатам их применения), EPRI, Palo Alto, CA. 2009. 1017833

⁴ ANSI C12.1-2001, Раздел 4.7.3.3 Испытание № 17: Effect of High Voltage Line Surges (Влияние скачков напряжения в высоковольтной линии электропередачи)

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



ВАСИЛИЙ МАНЬКО,

директор Департамента внедрения энергетических решений компании Intelica



Западный опыт реализации проектов по построению интеллектуальных систем учета энергоресурсов показывает, что заказчики подобных систем, а в данном случае это энергосбытовые/электросетевые компании, сталкиваются со сложностями, актуальными в настоящее время и для российских потребителей, у которых устанавливаются подобные системы интеллектуального учета энергоресурсов. За видимой выгодой и преимуществами электронных приборов учета скрываются и недостатки, которые, казалось бы, заставляют потребителя сомневаться в необходимости установки таких приборов учета.

Прежде всего, это вопросы, связанные с увеличением потребления и, как следствие, удорожанием счетов за электроэнергию. Зачастую это связано с повышением точности учета потребляемой электроэнергии. Как

совершенно справедливо описано в данной статье, со временем у электромеханических приборов учета в связи с увеличением срока службы падает точность учета. Данное явление связано с наличием механических частей в приборе учета и воздействием внешних факторов на эти части. Возмущение потребителей вполне понятно, так как, с одной стороны, ресурсонабжающая организация говорит, что при установке новых приборов учета у потребителя появится возможность экономить, а на деле среднемесячное потребление зачастую возрастает.

Во избежание подобных ситуаций немаловажным фактором при реализации проектов перехода от индукционных приборов учета к интеллектуальным системам учета электроэнергии является информационная составляющая, позволяющая донести

до потребителя все ключевые аспекты грядущих изменений. Это поможет сгладить негативный эффект от возможного увеличения среднесуточного потребления и позволит донести до потребителя основную мысль, которая в дальнейшем позволит изменить его отношение к поставляемым энергоресурсам. А именно: наличие интеллектуального прибора учета позволяет управлять не только своим потреблением (благодаря учету электроэнергии в разрезе зонных суточных тарифов) и, в результате, в определенной степени экономить, но и вводит такое понятие, как «культура энергопотребления».

Никто же сейчас в магазинах не предъявляет претензий к электронным весам, которые пришли на смену обычным механическим! Так же и с электричеством. Почему более точный учет, если он справедливый, должен подвергаться сомнению только потому, что потребитель платил раньше меньше за счет того, что часть поставляемой электроэнергии прибор учета просто не учитывал? Таким образом, при грамотном подходе к реализации проектов по переходу на электронные приборы учета можно говорить о том, что достигается главная цель – потребитель учится быть экономным.



ЭНЕРГОМЕТРИКА

www.energometrika.ru



ExpertMeter™ EM720 - трёхфазный многотарифный электронный счетчик электроэнергии класса точности 0,2S IEC 62053-22, интегрированный с многофункциональным измерителем параметров электроэнергии, анализатором качества электроэнергии (по ГОСТ 13109-97), регистратором аварийных событий и программируемым логическим контроллером.

Производство **Satec** (Израиль).

Особенности:

- специально разработан для коммерческого и технического учета электроэнергии и использования в информационно-измерительных системах (АСКУЭ)
- поставляется с полностью русифицированным **бесплатным** программным обеспечением PAS
- соответствует требованиям российских и международных стандартов и имеет сертификат об утверждении типа измерения



PM175 - многофункциональный, трёхфазный измеритель параметров электроэнергии и анализатор качества энергии переменного тока.

Производство **Satec** (Израиль).

Особенности:

- регистратор низкого качества электроэнергии с выдачей отчета по ГОСТ 13109-97
- русифицированное программное обеспечение PAS, поставляемое вместе с прибором, позволяет проводить полный анализ зарегистрированных кратковременных событий: всплесков и провалов
- два цифровых входа для мониторинга внешних контактов, импульсов от счетчиков энергии, воды, газа
- два реле с программируемыми уставками (их 16), которые можно настроить на различные события с управлением временем срабатывания и отпускания
- стандартные порты связи для локального и удаленного учета данных с прибора

Наша специализация - применение лучших мировых технологий в задачах измерения, регистрации, учета и управления с целью создания систем диспетчеризации, анализа энергосбережения и минимизации энергопотребления, управления процессами промышленного производства и контроля качества.

Мы оснащаем Ваши решения!

- **Разнообразие поставляемой продукции**
- **Оперативные консультации**
- **Доставка по России**

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ ИЕРАРХИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ (ИСП) СО ЕЭС

ПОЛИЖАРОВ А.С., к.т.н., ООО «Энергостат»

АНТОНОВ А.В. ООО «Энергостат»

АЛЛА Э.А., ОАО «СО ЕЭС»

ЗЕЛЕНОХАТ О.Н., к.т.н., ОАО «СО ЕЭС»

Иерархическая система прогнозирования электропотребления для краткосрочного планирования режимов ЕЭС (далее – ИСП, система) предназначена для анализа и согласованного прогноза графиков структурированного электропотребления территорий диспетчерского управления филиалов ОАО «СО СЭС» с получасовой и часовой дискретностью данных и упреждением от одних до 45 суток. Система создается на основе внедренного в исполнительном аппарате и филиалах ОАО «СО ЕЭС» программного комплекса Энергостат, а также дополнительно разработанных алгоритмов, методов и программных средств.

Важная функция системы – возможность прогнозирования электропотребления с выделением нагрузки собственных нужд электростанций и потерь в сетях, что позволит формировать прогнозы потребления в узлах расчетных схем. В настоящее время расчеты по краткосрочному планированию потребления производятся в филиалах автономно, что приводит к несбалансированности исходных и прогнозных данных, и, соответственно, ухудшает точность, увеличивает время на планирование режимных параметров ЕЭС. Внедрение системы позволяет автоматизировать процесс разработки прогноза суточных графиков электропотребления путем системной обработки архивов электропотребления и метеофакторов, использования единых методик оценки и коррекции прогнозов, сформированных на различных уровнях (РДУ, ОДУ, исполнительный аппарат).

В системе применяются новые разработанные алгоритмы и методы достоверизации фактических данных, оценки и выбора оптимальных мето-

дов прогнозирования на основе статистического корреляционного и регрессионного анализа архивных данных и результатов расчетов.

Повышение точности прогноза электропотребления обеспечивается за счет достоверизации и балансировки исходных данных и результатов расчетов, учета дополнительной информации, использования различных усовершенствованных методов прогнозирования.

Обмен данными внутри системы производится с помощью средств существующей корпоративной системы обмена данных Системного оператора (КИТС). Сформированная единая распределенная база данных обеспечивает хранение по всем показателям потребления территорий диспетчерского управления. В системе сохраняются архивы достоверизированных фактических суточных графиков потребления и метеофакторов, результатов различных вариантов суточных прогнозов, а также определенных характеристик расчетов (оценки качества прогнозов, прогнозные данные метеофакторов, временные интервалы

и т.д.). Состав хранимой в базе данных прогнозной информации может меняться и зависит от меняющейся структуры потребления, используемых методов прогнозирования потребления, состава учитываемых метеофакторов.

Внедрение системы обеспечивает создание и поддержку единой объектной структуры сбалансированных фактических и прогнозных данных об электропотреблении территорий диспетчерского управления. Структура электропотребления всех территорий, операционных зон формируется в объектной базе данных на основе одной из реализаций классификатора объектов ЕЭС с элементами кодификации (коды КПО, идентификаторы АТС территорий, энергообъектов и т.п.). Ввод объектов в структуру электропотребления, коррекция структуры производится на уровне исполнительного аппарата или ОДУ. Порядок функционирования системы определяется действующим утвержденным регламентом.

Электропотребление территории внутри операционных зон ОДУ и РДУ на первой стадии внедрения ИСП

(2009–2010 г.) формируется в соответствии с определенной структурой, включающей:

- потребление территории;
- собственные нужды электростанций;
- потери в сетях ФСК;
- потребление энергосубъектов компаний и отдельных субъектов рынка.

Также в структуру потребления территорий энергосистем включается потребление отдельных крупных энергорайонов. Потребление операционной зоны ОДУ включает параметры электропотребления операционной зоны каждого РДУ, а также группу суммарных параметров потребления по территории операционной зоны ОДУ в целом. В дальнейшем (вторая стадия проекта) структурирование потребления будет производиться также в соответствии с узловой структурой с разбивкой по узлам расчетной электрической схемы.

Формирование универсальной для всех уровней СО ЕЭС структуры потребления территорий и операционных зон производится с целью дальнейшей централизованной обработки данных и позволяет осуществлять:

- достоверизацию и межуровневый обмен фактическими и прогнозными данными, интегрирование исходных данных и результатов расчетов в исполнительном аппарате Системного оператора;
- балансировку и выбор оптимальных методов прогнозирования электропотребления;
- оценку влияния метеофакторов на различные компоненты структуры электропотребления.

Ввод объектов в универсальную структуру, коррекция структуры и перечня объектов в этой базе производится на верхнем уровне (исполнительный аппарат, ОДУ) с помощью определенной программной компоненты – Менеджер структуры объектов ИСП, которая устанавливается в исполнительном аппарате (рис. 1).

Загрузка исходных фактических данных производится из комплекса ОИК СК-2007. Средства ИСП могут также обеспечивать возможность загрузки дополнительных данных из внешних источников (заявки субъектов, заявки СН ЭС, прогнозы потерь ЕНЭС).

Для просмотра фактических данных и результатов расчетов используются определенные Web-формы (рис. 2).

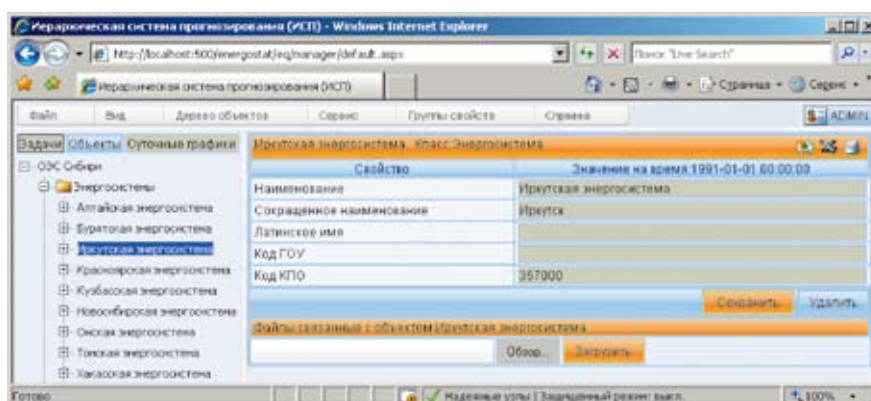


Рис. 1. Менеджер структуры объектов ИСП

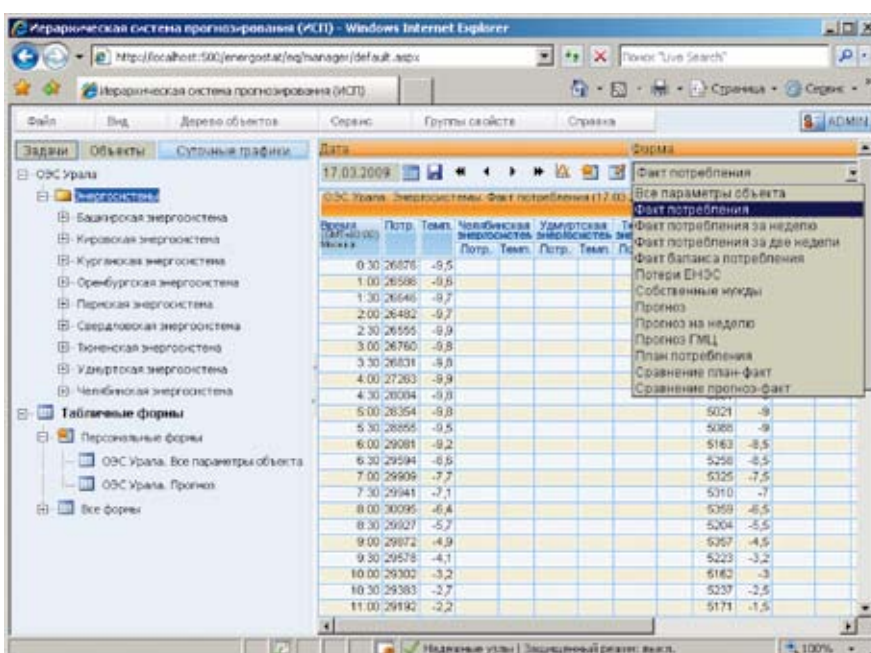


Рис. 2. Форма для просмотра суточных графиков потребления

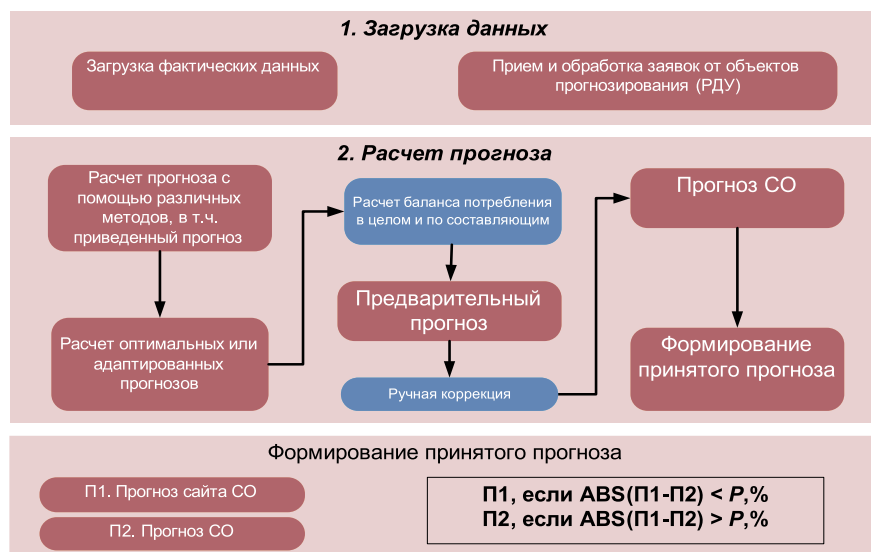


Рис. 3. Общая схема формирования прогноза

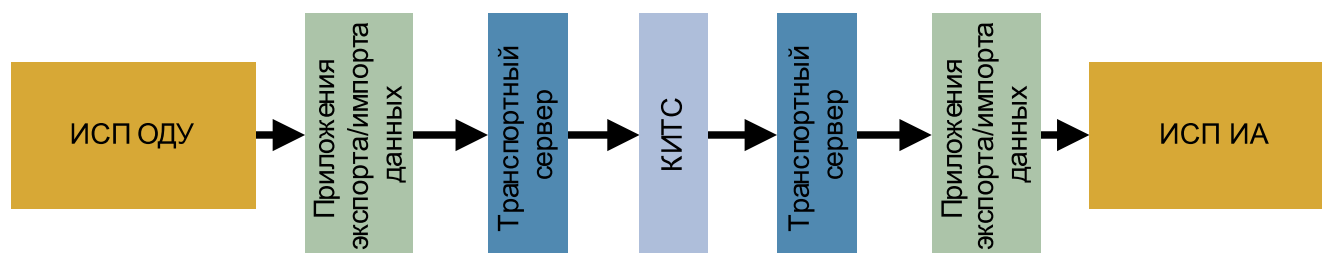


Рис. 4. Функциональная схема передачи транспортного пакета

Средства прогнозирования параметров в ИСП состоят из группы моделей статистического прогнозирования, а также моделей, предназначенных для осуществления комбинаций нескольких версий прогноза. На рис. 3 приведена схема формирования прогноза. Порядок расчетов, приведенный на схеме, может меняться технологом.

Основные методы прогнозирования обеспечивают автоматическую настройку основных коэффициентов модели и адаптацию их по мере эксплуатации комплекса.

Для выбора наиболее точных методов применяется метод выбора оптимальных прогнозов. Метод реализует возможность комбинации

нескольких вариантов исходных прогнозов с применением весовых коэффициентов для получения итогового прогноза (рис. 3). Весовые коэффициенты для методов определяются обратно пропорционально ошибкам исходных прогнозов. В качестве исходных вариантов прогнозов могут быть прогнозы, рассчитанные по различным статистическим моделям, и прогнозы, полученные из других источников.

Для обеспечения обмена данными между комплексами, установленными на различных уровнях административного управления СО ЕЭС, используется компонента Транспортный сервер Энергостат – служба Windows, осуществляющая отправ-

ку и прием транспортных пакетов с данными.

Функциональная схема передачи пакетов с данными между уровнями СО ЕЭС (ОДУ и Исполнительный аппарат) приведена на рис. 4.

Транспортный сервер реализует дополнительный контроль за обменом данными с помощью служебных пакетов с информацией о функционировании системы в различных филиалах СО ЕЭС.

В настоящее время иерархическая система прогнозирования прошла стадию комплексных испытаний во всех филиалах СО ЕЭС, за исключением филиалов Дальнего Востока. В 2011 году осуществляется внедрение ИСП в опытную эксплуатацию.



ПРОГРАММНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ
 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРGETИКИ



Мы предлагаем решения

для задач прогнозирования и планирования технико-экономических показателей энергокомпаний.

Нашими разработками оснащены около 100 энергокомпаний и диспетчерских управлений России и Украины.



Анализ и планирование суточных графиков

Средства анализа, прогнозирования и планирования суточных графиков потребления и составляющих баланса мощности. Достоверизация данных. Учет влияния метеофакторов.

Анализ и планирование балансов электроэнергии

Средства анализа, прогнозирования и планирования электропотребления и составляющих баланса электроэнергии. Расчет балансов по тарифным группам потребителей.

Коммерческий учет электроэнергии

Сбор, хранение и анализ данных систем АСКУЭ. Расчет суммарных показателей балансов с учетом состояния ОВ. Контроль и достоверизация данных. Обработка XML-макетов 80020, 51070 и других в соответствии с регламентами рынка.

Объектная база данных оборудования и измерений

Формирование объектной базы данных сложной структуры на основе CIM-моделей. Анализ состояния основного оборудования и средств измерений. Журналы диспетчерских команд, хронологии ремонтных работ.

Интеграционные проекты

Формирование иерархических систем обработки данных для крупных энергокомпаний. Обмен информацией с использованием Интернета или корпоративных средств. Интегрирование данных филиалов и подразделений.

www.energostat.ru
(499)613-12-45
info@energostat.ru

XVIII международная специализированная выставка



ЭНЕРГЕТИКА и ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

17–20 мая 2011

СанктПетербург
Ленэкспо, пав. 7, 8А
В.О., Большой пр., 103

ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ

Энергетика

- электроэнергетика,
- тепловая энергетика,
- гидроэнергетика,
- атомная энергетика,
- малая, нетрадиционная и возобновляемая энергетика

Энергетическое машиностроение

- турбины и турбовспомогательное оборудование,
- котельные установки и котловспомогательное оборудование о дизели и дизельгенераторы
- теплообменные аппараты
- компрессоры

Электротехническое оборудование

- электродвигатели, электрогенераторы, электроприводы
- преобразователи, трансформаторы,
- силовая электроника,
- электроустановочные изделия,
- кабели, провода, соединительная арматура
- электроизоляционные изделия,
- светотехника

Системы газоснабжения

- газовые трубопроводы
- полимерные материалы для газоснабжения
- соединительная, запорная арматура, регуляторы, газовые редуктры
- газогорелочные устройства

Системы и средства измерения, контроля, управления и автоматического регулирования, программное обеспечение

Энергоэффективные и энергосберегающие технологии и оборудование

Исследования и разработки

Безопасность энергообъектов и экологическая безопасность

Организаторы:

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ



ВО “РЕСТЭК”

Тел.: (812) 3038868

energo@restec.ru

www.restec.ru/power



ОАО “Ленэкспо”

Тел. (812) 321-2630

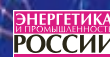
L.Smetanina@lenexpo.ru

www.energetika.lenexpo.ru

Генеральные информационные
спонсоры в сети Интернет:



Генеральные
информационные спонсоры:



Информационные спонсоры:



Интернет партнеры:



КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ УВЕРЕННО ПРОТИВОСТОЯТ СТИХИИ

СТИВ КОЛТХАРП, ТИП ВАЙД, Western Kentucky Rural Electric Cooperative Corp.

После того как в сентябре 2008 года в результате урагана «Айк» было потеряно свыше 200 деревянных опор, электросетевая компания Western Kentucky Rural Electric Cooperative Corp. (WKRECC) установила на экспериментальной основе 7 опор ЛЭП Р – Стандарта, состоящих из композитного материала. Вскоре эти опоры были подвергнуты испытаниям – в январе 2009 года через зону эксплуатации WKRECC прокатилась снежная буря, которая возникает один раз в сто лет. Этот ураган повалил еще более 1600 деревянных опор. Однако ни одна из опор, выполненных из новых материалов, хотя они были сцеплены с деревянными опорами, не была повреждена.

Штат Западный Кентукки является относительно спокойным местом с покатыми холмами, извилистыми ручьями и реками и большим количеством деревьев. Компания WKRECC передает электроэнергию 38 тысячам потребителей, живущим в 4 округах штата. Около 100 сотрудников делают все возможное, следя за тем, чтобы работа 11 электроподстанций, 24 км высоковольтных линий и 6500 км линий среднего напряжения обеспечивали надежную поставку электроэнергии, произведенную и переданную компанией Tennessee Valley Authority (TVA). Преимущественно деятельность компании распространяется на сельскохозяйственной территории США, где редко происходят какие-либо изменения. Однако ситуация довольно резко изменилась, когда, менее чем за пять месяцев регион был настигнут не одним, а сразу двумя погодными ненастьями.

Сначала пришел ураган «Айк», который неожиданно взял курс на север, на территорию деятельности WKRECC. Со скоростью ветра более 40 м/с он привел к поломке тысяч деревьев, были выведены из строя более чем 120 деревянных опор, отключение электроэнергии затянулось на несколько недель. В восточной части зоны обслуживания компании WKRECC были схожие проблемы, которые не коснулись лишь семи композитных опор ЛЭП RStandard, изготовленных RS Technologies и установленных неподалеку от города Цинциннати (штат Огайо). Эти опоры

стояли перед ураганом, и компания WKRECC приняла это к сведению.

На самом деле, даже до того, как случился шторм, компания WKRECC решила купить 7 композитных опор для пробных испытаний. Этому способствовали несколько причин: высокая прочность, долговечность, отсутствие требования в техническом обслуживании, использование экологически чистых материалов, легкость и простота установки конструкции. Эти преимущества помогли компенсировать высокие первоначальные затраты на установку композитных опор, которые были в два раза больше, чем затраты на замену обычных деревянных опор. Однако транспортные расходы на композитные опоры оказались вдвое меньше, чем для опор, выполненных из дерева. По заверениям подрядчика, который занимался установкой, монтаж композитных опор производится быстрее и проще, что помогло сэкономить деньги. Во время восстановления от последствий урагана в октябре 2008 года были установлены композитные опоры вдоль дороги недалеко от склада WKRECC. Следующая опора в линии была стальной и стояла через дорогу рядом с перекрестком.

27 января 2009 года большая часть территории США была охвачена зимним штормом, который покрыл все на своем пути толстым слоем льда. Более 1600 деревянных опор были повалены. Многие из них были сломаны, как зубочистки, под толщей льда, или деревьями и тяжелыми ветками, которые валились

на линии электропередачи. WKRECC потеряла всю систему передачи электроэнергии, которая находилась в нерабочем состоянии в течение 5 дней, после которых передача была восстановлена. При этом компании WKRECC потребовался 21 день, чтобы окончательно восстановить электроснабжение.

ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

Посреди всех разрушений, вдоль дороги, где были установлены композитные опоры, единственной поломкой оказалась стальная опора с двумя переломами. Другими словами, композитный материал выдержал все свои нагрузки, плюс лед, плюс часть нагрузки от стальной опоры, которая стояла на другой стороне улицы. Это оказалось возможным из-за высокой степени упругости композитных опор, которые способны выдержать высокую нагрузку. Разумеется, прочность этих опор в таких суровых условиях была впечатляющей.

В результате этого опыта WKRECC было решено установить 3 композитные опоры большого диаметра, чтобы провести линии электропередачи от новой подстанции, находящейся в опасной местности. Сборка и установка этих опор оказалась простой и быстрой.

Вскоре после того, как в сентябре 2009 года проект подстанции был завершен, WKRECC заказала 20 дополнительных распределительных опор RStandard, чтобы те стали частью новой распределительной линии напряжением 7,2 кВ, длиной около 2,5 км. В от-

зывают подрядчиков отмечалась легкость композитных опор, простота в работе и установке. В композитных опорах должны быть просверлены отверстия для крепления к ним траверс, сделать которые для подрядчика не составило труда. Сборка прошла быстро, провод был натянут, и линия сразу же была введена в эксплуатацию.

После недавно пережитых экстремальных погодных явлений WKRECC теперь должны учитывать не только первоначальные капитальные затраты при покупке опор. Как упоминалось ранее, расходы на доставку и установку композитных опор меньше, чем у деревянных. Существует также коэффициент запаса прочности, что, безусловно, играет значительную роль в обеспечении надежности и снижении эксплуатационных расходов. В отличие от деревянных опор, композитные не ухудшаются со временем. На самом деле, их высокая прочность обеспечивает большую гибкость при модернизации больших размеров токопровода или при размещении опор на более дальнем расстоянии, когда используют низко провисающие провода.

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ СТОРОНЫ КОНСТРУКЦИИ

Композитные опоры RStandard полые, они требуют разных методов установки и оборудования. Оборудование для установки в настоящее время является легкодоступным, и для электромонтажников найти его не составляет труда. Отверстия просверлены насквозь через опоры, а изогнутые установочные шайбы используются для равномерного распространения нагрузки по обе стороны опоры. Использование легких композитных траверсов также упрощает работу монтажника. Вследствие этого уменьшается вероятность травм спины у рабочих. Благодаря тому что композитные траверсы и опоры выполнены из изоляционного материала, они высоко оцениваются с точки зрения безопасности.

Кроме того, что эти опоры могут противостоять суровой погоде, они неуязвимы для дятлов, термитов и, естественно, для гниения, т.к. они водонепроницаемые. Композитные опоры также огнестойки и могут стать абсолютно негорючими, если их покрыть несколькими слоями имеющегося в продаже огнестойкого средства. С точки зрения окружающей среды



использование композитных опор не несет с собой загрязнения и проблем при утилизации, подобных тем, какие возникают у пропитанных креозотом деревянных опор.

Модульная конструкция опор RStandard позволяет достигнуть желаемой высоты путем составления подходящих по диаметру модулей. Это означает, что WKRECC может, имея в наличии несколько модулей, собирать из них опоры различной высоты. Их можно довольно быстро доставить в необходимой комплектации на строительную площадку, на грузовике с кузовом 5 м без необходимости использования длинномерного транспорта.

Другое преимущество не столь очевидно. Энергокомпания также могут использовать композитные опоры для размещения на них аппаратуры операторов сотовой связи. Более высокие опоры, составленные из большего количества модулей, могут быть надежными платформами для приемопередатчика при имеющихся договоренностях об эксплуатации.

Последним, но не менее важным преимуществом является длительный срок эксплуатации композитных опор. Если бы WKRECC имела какие-либо альтернативные варианты по покупке опор, они бы были тотчас забыты после рассмотрения гарантии: гарантийный срок в 41 год на наличие производственных дефектов и пожизненная гарантия, что

производитель заменит любой модуль или модули, которые пришли в негодность в результате воздействия льда, снега, ветра или удара молнии. Исходя из вышесказанного, WKRECC полагает, что она ничего не потеряет, используя эти новые опоры в энергосистеме.

ГАРАНТИРОВАННАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Было бы вполне естественно отнестись скептически к пожизненной гарантии, но все опасения компании WKRECC исчезли на следующий же день после ледяного шторма, когда они увидели, насколько композитные опоры превзошли по качеству деревянные и стальные опоры.

Композитные опоры RStandard отлично подходят для применения в местах, где инфраструктура имеет важное значение, в дорогостоящих областях, где надежность превыше всего. Тем не менее, должно пройти какое-то время, пока композитные опоры станут воспринимать как нечто обычное в нашей жизни. И тому есть несколько причин. Одна из них – это то, что люди не любят перемен: ведь монтажники и покупатели имели дело с деревянными опорами в течение долгого времени. Другая причина – их стоимость, которая уже включала в себя стоимость оборудования, необходимого для установки и обслуживания деревянных опор. И наконец, есть еще одна причина, крою-

щаяся в привычке рассматривать при ежегодных бюджетах первоначальные расходы на стоимость опор, тогда как стоит рассматривать стоимость ее полного жизненного цикла.

Один из способов, с помощью которого энергокомпании могут увеличить число покупателей композитных опор и одновременно повысить надежность линии электропередачи, это установка композитной опоры после каждой пятой или шестой деревянной опоры в качестве профилактической меры для ограничения каскадных отказов. Данный тип проекта может быть выгодным энергетическим компаниям, действующим на территории, подверженной ледяным и снежным напастям, а также торнадо и ураганам.

СТОИМОСТЬ ПОЛНОГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

Как только производительность и гибкость этих модульных композитных опор стали широко известны, а их длительный срок службы — все более очевидным, старый метод для оценки «какие опоры стоит покупать», безусловно, может измениться. Многие энергокомпании все еще будут покупать деревянные опоры, так как сравнительно низкая стоимость древесины позволяет приобрести большее количество опор за определенную сумму денег. Однако решение о покупке опор, выполненных из древесины, абсолютно невыгодно из-за их обслуживания, что становится особенно очевидным, когда деревянные опоры начнут стареть. Прочие расходы менее очевидны, но так-

же существуют: с использованием более дешевых опор приходит осознание того, что надежность электрической сети становится ниже.

Как и во многих решениях по коммерческим вопросам, должна быть проведена тонкая грань между доступностью в цене и надежностью. Сосредоточив внимание на стоимости жизненного цикла опоры, так же, как это сделано для трансформаторов, энергокомпании могут теперь получить продукт (опору), который является одновременно доступным в цене и который значительно повысит надежность всей энергосистемы.

Оригинальная статья опубликована в журнале «Transmission and Distribution World» Vol. 62, No 3, 2010.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



СЕНКИН Н.А.,

к.т.н., главный специалист филиала ОАО «ЦИУС ЕЭС» — ЦИУС Северо-Запада

Композитные опоры ВЛ(КО) до сих пор являются предметом пристального внимания со стороны эксплуатирующих предприятий ОАО «ФСК ЕЭС» с целью утилитарного использования в качестве эстетически выразительных электросетевых конструкций опор (например, для ВЛ 110–750 кВ, входящих в населенные пункты), а также в качестве опор с изолирующими элементами, сокращающими количество изоляторов опор на линиях электропередачи. При этом КО применяются в качестве несущих конструкций воздушных линий электропередачи напряжением 35–500 кВ, позволяющих временное прохождение на ВЛ 119–500 кВ с использованием легких полимерных конструкций, характеризующихся малым отправочным весом. Понятный критерий легкости, но с неопределенной несущей способностью элементов опор ВЛ, изготовленных из полимерных сплавов — повод для настоящего обсуждения возможности применения полимерных элементов на действующих либо строящихся ВЛ.

К сожалению, КО не вандалоустойчивы. Но полимерные опоры примерно

в 2–3 раза легче стальных, и свойства полимеров зависят от условий их применения, поэтому использование полимерных элементов определяется кратковременным характером их применения, особенно в условиях РФ. При этом эксплуатационная надежность таких опор определяется высокой легкостью и готовностью их применения при аварийно-восстановительных работах на ВЛ, пострадавшей в условиях аварийных воздействий. Например, быстрая замена поврежденных опор ВЛ на легкие КО определяет высокую эффективность их применения в связи со значительным сокращением времени аварийного простоя ВЛ по причине их легкости. В нашей стране сфера применения КО может не ограничиваться применением таких опор на действующих ВЛ 35–500 кВ в качестве элементов аварийного резерва, а при необходимой культуре отношения к красивым, эстетически выразительным опорам, украшающим вводы городских ВЛ 110–500 кВ в городах, может оказаться главным критерием, разрешающим применение КО на подходах к городам и населенным пунктам. Таким образом,

полимерные конструкции вполне применимы как несущие конструкции, а для длительного применения допустимы как декоративные элементы из полимеров, что в настоящее время весьма приветствуется в ОАО «ФСК ЕЭС».

КО применимы только для временного применения. Только на один сезон, на период аварийно-восстановительных работ. Потом период ожидания следующей аварии, хранение на территории ПС, доставка на аварийный пикет лучше вертолетом. Поэтому отправочный вес опоры до 3–5 т.

Возможно, построение ВЛ, обеспеченной на стадии аварийного запаса в достаточном объеме резервно-аварийными элементами — опорами ВЛ из КО, обеспечивающими значительное повышение эксплуатационной надежности ВЛ. Это решает проблему сокращения капитальных вложений и экономии по затратам при применении КО, например, из полимеров. Западный опыт подсказывает правильное направление в деле внедрения конструкций опор, выполненных из полимерных материалов, для кратковременного применения на ВЛ.

КОММЕНТАРИЙ ЭКСПЕРТА



КУЛАГИН М.В.,
генеральный директор ООО «ПромКлюч»

Работая около 10 лет с композитными материалами, мы в полной мере оценили их преимущества и простоту применения. В представленной статье точно отражены свойства, присущие композитам: высокий модуль упругости, отсутствие коррозионных процессов и биологических разрушений, характерных для опор из традиционных материалов, легкость транспортировки и установки, отсутствие потребности в техническом обслуживании, экологичность. Отметим длительный срок эксплуатации композитных материалов. Нами получено заключение российского института о том, что «Полимербетон», применяемый энергетическими компаниями России с 2006 года (МРСК, ФСК, городские сети) для локального ре-

монта бетонных опор, показал класс морозостойкости $F > 1000$, что обеспечивает устойчивость к циклам «замораживание-размораживание» на протяжении около 100 лет. В статье точно и доступно описана экономическая составляющая использования композитных материалов. Экономический эффект от внедрения новых материалов виден, если отойти от стандартной методики изначального внесения в бюджет расходов на закупку и установку опор. Тогда как эти затраты нужно распределять на весь период эксплуатации. Также логичнее ввести коэффициент надежности электрических сетей, который при использовании традиционных материалов окажется одним, а при внедрении новых – другим, более высоким.

К сожалению, имея огромный научный потенциал и технический опыт, мы вновь не «...впереди планеты всей...» в области применения инновационных технологий. Большие надежды возлагаются на проект Сколково. И мы надеемся, что он в полной мере поддержит изобретателей и новаторов.

В заключение отметим обширные перспективы применения ресурсосберегающих композитов в энергетическом комплексе РФ. Это и восстановление бетонных опор ЛЭП, лежней трансформаторов, бетонных оснований плотин ГЭС, и ремонт всех видов изоляторов, и герметизация маслонаполненного оборудования без слива масла, под давлением.

Композитный материал «ПОЛИМЕРБЕТОН» для локального восстановления опор ЛЭП (бетонных, металлических, деревянных)

Композитный материал «Полимербетон» - это:

- 1) Простая технология ремонта
- 2) Класс морозостойкости $F > 1000$
(Устойчивость к циклам «замораживание-размораживание» - около 100 лет)
- 3) Восстановление бетона, металла и даже дерева
- 4) Отличная адгезия к бетону, металлу, дереву
- 5) Материал, абсолютно не впитывающий влагу
- 6) Защитный слой от эрозии на проблемной границе «земля-воздух»
- 7) Полная полимеризация в течение 24 часов
(полная механическая стойкость)
- 8) Успешное применение энергетическими компаниями РФ с 2006 года

Расход: 2,4 г полимерного материала
на 1 см³ восстанавливаемого объема

Фасовка: 15 кг

Цена: 385 руб/кг



ПромКлюч®



ООО «ПромКлюч»®

тел/факс: (495) 648-69-89

info@promkluch.ru

promkluch@mail.ru

www.promkluch.ru

ОРГАНИЗАЦИЯ ПУНКТА ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА НА БАЗЕ РЕКЛОУЗЕРОВ

БУЗИН С.А., главный специалист филиала ОАО «Южный ИЦЭ» в Москве

Гололедные отложения представляют большую опасность для нормальной эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ). Для предотвращения гололедно-ветровых аварий проводятся организационно-технические мероприятия, одно из которых – плавка гололедных отложений на проводах.

Гололед на линии – явление достаточно известное. Само по себе наличие гололеда на проводах воздушных линий электропередачи может вызвать значительную перегрузку проводов и их обрывы, перегрузку и поломку траверс, разрушение опор в результате обрыва проводов, когда возникшие неуравновешенные тяжения на опоры от оставшихся целыми проводов значительно превышают расчетные, а также при сочетании гололедных отложений с сильным ветром. В сочетании с ветровыми нагрузками гололед может вызвать интенсивную пляску проводов, вызывающую короткие замыкания между проводами, ожоги проводов, а в некоторых случаях повреждение линейной арматуры и креплений.

Зачастую гололедно-ветровые аварии приводят к весьма существенным ущербам для предприятий электрических сетей. Эти ущербы связаны как непосредственно с разрушением элементов электрических сетей, так и с косвенным ущербом – аварийным недоотпуском электроэнергии и возможными исковыми требованиями потребителей. Кроме того, эти аварии приводят к большим затратам времени и материальных ресурсов, необходимых для восстановления нормального электроснабжения и значительным снижениям надежности электроснабжения потребителей, а в некоторых случаях (для потребителей I и II категории) ее необеспечением.

Самое распространенное и эффективное решение проблемы гололеда на проводах воздушных линий – его плавка. С этой целью по линии пропускают токи определенной величины,

которые путем нагрева провода приводят к разрушению гололеда.

Известно несколько способов плавки гололеда, которые различаются видом тока плавки (постоянный или переменный), а также способом получения необходимого тока плавки (наложение токов, встречное включение источников, короткое замыкание на ВЛ). Наиболее простой и удобный способ плавки гололеда – способ трехфазного короткого замыкания (КЗ) в длительном режиме замыкания. Он позволяет произвести плавку на всех фазах ВЛ в один этап. Кроме того, простота такой схемы плавки делает маловероятными ошибки при производстве переключений и позволяет быстро собрать схему.

При организации плавки обычно заранее определяются места установки трехфазных закороток на каждой ВЛ, исходя из величины и пути протекания тока плавки. Традиционно на ВЛ 6–10 кВ используются либо переносные закоротки, либо закорачивающие разъединители с ручным управлением, к которым перед гололедным сезоном присоединяются шлейфы с проводов ВЛ. Для запуска процесса плавки необходимо выехать на место установки закоротки и вручную ее установить или включить. Недостатки такого способа – затраты на переезды оперативно-выездных бригад и большое время запуска процесса плавки. В ряде случаев по условиям эффективности плавки гололеда закоротки устанавливаются в труднодоступных местах, куда в зимний период добраться весьма сложно. Все это приводит к невысокой эффективности плавки голо-

леда в сетях 6–10 кВ, связанной с тем, что зачастую гололедные образования приводят к повреждениям ВЛ раньше, чем запускается процесс плавки.

Однако процедура плавки гололеда на ВЛ 6–10 кВ может быть автоматизирована. Основная особенность такого подхода в том, что для включения трехфазной закоротки отсутствует необходимость выезда оперативного персонала на место установки закоротки. Включение закоротки осуществляется либо с диспетчерского пункта, либо с подстанции или РП, к которой подключается ВЛ, требующая плавки гололеда. Это обеспечивает быстрый и своевременный пуск плавки гололеда, не требующий выезда оперативного персонала к месту установки закоротки. Первым способом является установка в качестве управляющего аппарата перед трехфазной закороткой реклоузера. Внутри шкафа управления реклоузера устанавливается GSM-модем с выносной антенной. Второй комплект (GSM-модем и антенна) устанавливается на диспетчерском пункте и подключается к компьютеру диспетчера. На компьютер устанавливается программное обеспечение, поставляемое в комплекте с реклоузером, которое позволяет дистанционно управлять реклоузером посредством GSM-связи. При необходимости запуска плавки диспетчер посредством установленного программного обеспечения дистанционно включает реклоузер на трехфазную закоротку. При этом диспетчер может контролировать процесс плавки по измеряемым значениям фазных токов, отображаемых в программе. После выполнения плавки диспетчер дистанционно отключает реклоузер. Достоинство такого способа – высокая оперативность

управления плавкой, а также низкая стоимость организации GSM-связи. Можно также использовать и другие виды связи (например, радиосвязь).

Другой способ автоматизированной плавки гололеда – применение разработанного компанией Таврида Электрик пункта плавки гололеда (ППГ). ППГ представляет собой сочетание вакуумного выключателя наружной установки и шкафа управления со специальной схемой автоматики, выполненной на базе стандартных реле. В коммутационном модуле наружной установки имеются встроенные в каждой фазе трансформаторы тока, измерения с которых используются в алгоритме работы. За ППГ устанавливается трехфазная закоротка. При этом на питающей подстанции организуется схема, обеспечивающая автоматическую работу ППГ.

Алгоритм работы ППГ следующий. При нормальной работе схемы ППГ отключен. В случае необходимости пуска плавки оперативный персонал запускает схему управления на питающей подстанции. Эта схема обеспечивает отключение головного выключателя линии на заданное время.

ППГ, установленный на ВЛ, фиксирует пропадание напряжения на линии на заданное время и после включения головного выключателя фидера включается сам на закоротку – начинается плавка гололеда. После выполнения плавки оперативный персонал отключает головной выключатель линии, ППГ фиксирует пропадание тока плавки и отключается – процесс плавки завершается. После этого линия может быть включена в работу. Хотелось бы отметить, что включение ППГ обеспечивается только при определенном фиксированном диапазоне пропадания напряжения на линии (диапазон времени составляет около 2 с). Это позволяет избежать излишних включений ППГ при АПВ головного выключателя на линии, в случае отключения линии при поиске земли при однофазных замыканиях на землю, а также при выполнении ремонтных работ на линии при ее включении после них. Конкретные выдержки времени выбираются и устанавливаются на реле времени в шкафу управления ППГ. Контроль тока плавки осуществляется пофазно. Уровень тока, при кото-

ром осуществляется отключение ППГ, устанавливается на токовых реле в шкаф управления. Это позволяет в случае необходимости отключить ППГ, если в процессе плавки произошло замыкание на землю одной из фаз.

Для обеспечения работы схемы в процессе плавки (при трехфазном коротком замыкании напряжения равны нулю, и в цепях собственных нужд напряжение отсутствует) в шкафу управления предусмотрена необслуживаемая аккумуляторная батарея, такая же, что используется в шкафу управления реклоузеров РВА/TEL. Достоинством ППГ, помимо высокой оперативности и быстроты плавки и отсутствия необходимости выезда оперативной бригады на место установки закоротки, является то, что дистанционное управление включением и отключением ППГ обеспечивается без организации канала связи между ним и диспетчерским пунктом. Такой способ управления плавкой позволяет устанавливать ППГ в наиболее удобной, с точки зрения режима и параметров плавки, точке ВЛ, невзирая на труднодоступность местности и наличие связи.

ХIII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ПРОМБОРУДОВАНИЕ

Технология и оборудование для преобразования, распределения и использования энергии. Электростанции. Энергосберегающие технологии. Системы и приборы учета. Продукция химических производств, РТИ. Промышленное и лабораторное оборудование. Сварочное оборудование. Станкостроение. Технологическое оборудование. Спецодежда и средства защиты. Экологические аспекты промышленного комплекса. Переработка вторичного сырья.



ВЦ "БАЛТИК-ЭКСПО"
г. Калининград, ул. Октябрьская, 3а
Тел./факс: 8 (4012) 34-11-06, 34-10-95
manager@balticfair.kaliningrad.ru
www.balticfair.com

09-10-11
ФЕВРАЛЯ 2011
КАЛИНИНГРАД

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИЯХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВХОДЯТ В НОВУЮ ЭРУ

ИАНА САММЭР, Middle Tennessee Electric Membership Corp.

Компания Middle Tennessee Electric Membership Corp. считает, что секрет эффективного управления при отключении электроэнергии заключается прежде всего в скорости обмена информацией.

Оперирование при отключении электроснабжения – регулярная и отнюдь не самая легкая часть работы любой распределительной сетевой компании. Благодаря активному внедрению новых технологий Middle Tennessee Electric Membership Corp. (МТЕМС) теперь лучше справляется с отключениями электричества любых масштабов. А все потому, что в течение предыдущих полутора лет МТЕМС вкладывала значительные инвестиции в реализацию продвинутой системы управления при отключении электроэнергии (outage management system – OMS), предоставляющей потребителям более надежное обслуживание и восстановление электропитания за более короткое время отклика при возникновении отключений электроэнергии.

К примеру, в январе 2010-го, в зоне обслуживания МТЕМС наблюдались уникальные погодные условия, которые привели к гололедообразованию – редкому явлению для электросетей в штате Теннесси. Образование гололеда вызвало отключения электричества у более 5000 потребителей, что могло принести компании значительные убытки.

Что было бы, если бы этот же инцидент произошел годом ранее? Несколько штатных сотрудников МТЕМС немедленно прибыли бы в диспетчерский центр. После отключения электроснабжения операторы диспетчерской должны были отвечать на телефонные звонки потребителей, сообщающих об отключениях электричества в их районе. Местные наблюдатели общались бы по радио, соединяясь с оперативно-выездными бригадами, пытающимися определить местоположение причины отключения электричества. А руководителям компании пришлось бы аккумулялировать данные для того, чтобы сообщить потребителям, СМИ и другим заинтересованным лицам, кто хотел бы знать предположительные сроки восстановления электропитания.

Но в январе 2010-го ситуация в корне изменилась. Большинству штатных сотрудников МТЕМС не надо было отправляться в диспетчерский центр. Вместо этого они из дома контролировали ситуацию с помощью ноутбука и сотового телефона. Фактически во время этих отключений электроэнергии только два-три сотрудника работали в диспетчерской МТЕМС, так же, как и в любой другой день. Без дополнительной помощи была собрана информация от потребителей об отключениях, произведена оценка местонахождения повреждения, выполнен расчет прогнозов по срокам восстановления электроснабжения, ОВБ были направлены в места повреждений, и электропитание всех потребителей было восстановлено в течение 18 часов.

Какие же изменения привели к подобной разнице в способе, которым энергокомпания справилась с отключениями электроэнергии? Дело в том, что уже в сентябре 2009 года МТЕМС внедрила в своих электрических сетях OMS, значительно улучшив реакцию как на аварийные отключения, так и их ежедневные операции.

ПОТРЕБНОСТЬ В ИЗМЕНЕНИЯХ

МТЕМС – крупнейшая распределительная сетевая компания в Теннесси и шестая по величине в Соединенных Штатах. Энергокомпания поставляет электроэнергию более чем 180 000 коммерческим и бытовым потребителям в четырех округах к югу от Нэшвилла. Как и многие другие энергокомпании, МТЕМС осознает, что клиенты оценивают энергокомпанию по ее способности оказать бесперебойное электроснабжение, и в случае возникновения отключения они должны как можно скорее восстановить электропитание.

До внедрения системы управления при отключениях электроснабжения компания МТЕМС выполняла все операции по переключениям вруч-

ную. Этот метод неплохо работает при мелких ежедневных отключениях электричества, затрагивающих минимальное количество потребителей, но он стал слишком трудоемким при больших аварийных отключениях, затрагивающих тысячи потребителей.

Поскольку отключения электроэнергетики из-за погодных условий стали более частыми, а количество потребителей выросло, компания МТЕМС поняла, что пришло время поменять свои методы реагирования на отключения. Ручной способ распознавания, определения местоположения аварии и координации действий ОВБ становится все менее эффективными и более дорогостоящими. Это подтолкнуло энергокомпанию к созданию более совершенной операционной технологии.

ВЫБОР OMS

До вложения в OMS МТЕМС реализовала другие автоматизированные программные решения, включая оперативно-диспетчерское управление, получение и накопление данных (SCADA); совершенную метеорологическую систему; геопространственные информационные системы (GIS); потребительские информационные системы (CIS); систему интерактивного голосового ответа (IVR) и автоматизированные локаторы транспортных средств (AVL). Каждое из этих решений было весьма полезно при ежедневном использовании. Таким образом, было важно, чтобы OMS дополнила уже сделанное и использовала уже имеющиеся компоненты.

МТЕМС прежде работал с Telvent, используя их решение ArcFM GIS для более эффективного обслуживания и управления информацией об электросетях, а также их системами метеопрогнозирования, что помогало планировать и готовиться к отключениям электричества, связанным с погодой. После оценки дополнительных программных средств компания МТЕМС решила реализовать OMS Responder компании Telvent – автоматизированный OMS, который распознает предположительную причину отключения электричества на основании данных от IVR, ОВБ и SCADA систем.

Истинная ценность идеальной OMS заключается в эффективном взаимодействии с многочисленными автоматизированными решениями. В МТЕМС совокуп-

ность IVR, AVL, GIS и OMS значительно улучшила способность энергокомпаний более эффективно справляться с жалобами потребителей по поводу отключения электричества, распознавать вероятную причину отключения и оперативно отправлять ремонтные бригады для восстановления электропередачи.

БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЕ РЕАГИРОВАНИЕ НА ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

С внедрением автоматизированной системой Responder OMS для МТЕМС поменялся способ работы, причем не только в случаях ежедневных отключений электроэнергии, при повреждении линии электропередачи или силового выключателя для регулярных ремонтных работ, но также и при аварийных отключениях, затрагивающих тысячи потребителей.

В диспетчерской МТЕМС находятся два-три сотрудника в смену, 24 часа в день, семь дней в неделю. При использовании OMS и наличии хорошо организованного плана аварийного реагирования диспетчерская редко нуждается в большем числе сотрудников, даже если требуется справиться с крупномасштабными аварийными отключениями. Если атмосферный фронт начинает перемещаться в зону деятельности компании, диспетчерская получает специальный сигнал тревоги от метеорологического сервиса компании Telvent. Зная о вероятности возникновения плохих погодных условий, диспетчерская может уведомить ремонтные бригады, наблюдателей и руководителей о возможности аварийных отключений по причине погодных условий.

Если суровые погодные условия возникают на территории эксплуатации МТЕМС, потребителям советуют звонить по линии обслуживания клиентов, чтобы энергокомпания смогла зарегистрировать все отключения электричества. С новой установленной системой линии обслуживания клиентов занимается IVR. Как только потребители звонят на автоматизированную телефонную линию, система определяет местонахождение потребителя по его номеру телефона и, используя поиск по информационной системе компании, определяет местоположение потребителя на схеме электросетей, избавляя диспетчеров от необходимости «вживую» прослушать каждый телефонный разговор.

Рубрика ТЕЛЕМЕХАНИКА

Ведущий рубрики



Штейнбок Леонид Семенович

Заведующий лабораторией телемеханики и информационной техники, заместитель заведующего отделом открытых информационных технологий ОАО «НТЦ Электроэнергетики».

Окончил Куйбышевский (Самарский) индустриальный (политехнический) институт, специальность «Электрические станции, сети и системы».

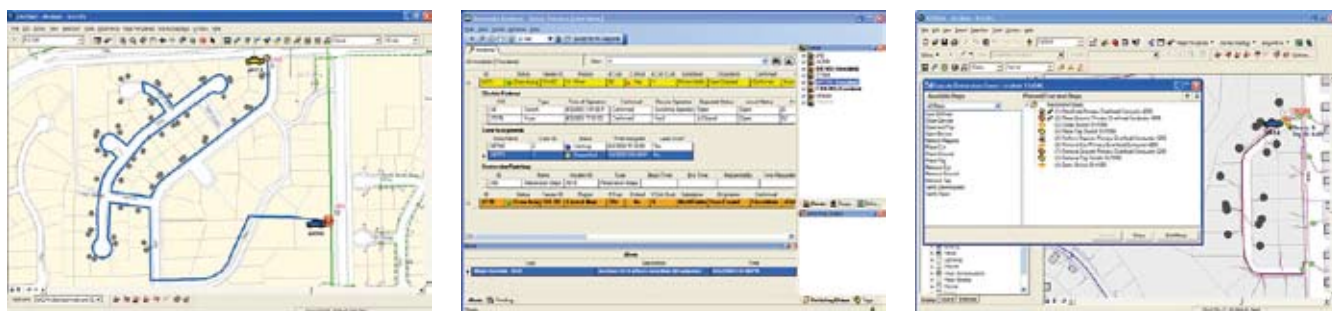
Трудовой путь начал на Астраханской ГРЭС, где занимался наладкой и эксплуатацией средств релейной защиты и автоматизации оборудования. За время работы в ОАО «ВНИИЭ» и ОАО «НТЦ электроэнергетики» руководил крупными проектами разработки систем сбора, обработки и отображения оперативно-диспетчерской информации ряда энергосистем, ЦДУ и ОДУ в России и за рубежом.

Задать вопрос ведущему рубрики

вы можете через редакцию по e-mail: **vorpos@energyexpert.ru** или через форум Интернет-портала «Энергоэксперт-online»:

www.energyexpert.ru

Прямая ссылка:
<http://energyexpert.ru/forum/viewforum.php?f=12>



Далее информация автоматически подается в систему OMS, которая в диспетчерской регистрирует и визуально показывает местоположение каждого отключения на схеме электроснабжения. OMS наносит на карту каждое местоположение на визуальном дисплее и создает детализированные вычисления относительно возможных местоположений и причин отключений электричества. Основываясь на информации о местоположениях звонивших, информации об энергосетях и числе полученных звонков, OMS может определить, были ли отключения электричества вызваны неисправной работой счетчика, выходом из строя трансформатора, срабатыванием плавкого предохранителя, реклоузера или выключателя. После этого OMS создает список местоположений, куда должны быть посланы ремонтные бригады, чтобы восстановить электроснабжение.

После того как будет произведен предварительный анализ аварийного отключения, операторы диспетчерской могут обеспечить ремонтные бригады точной информацией о местоположении и возможной причине отключения электроэнергии. Знание возможной причины отключения позволяет ремонтным бригадам лучше оценить необходимое время для восстановления питания, а знание точного местоположения – сэкономить время, поскольку им не приходится более переезжать с места на место в поисках повреждения.

КОНТРОЛЬ И МОБИЛЬНОСТЬ

Во время отключений сотрудники MTEMC нуждаются в различной информации. Наблюдатели должны видеть оценочные показатели отключений электричества и держать связь с ремонтными бригадами в своих районах. Руководителям нужна детализированная информация об отключении электроснабжения для ответов на запросы прессы. Сегодня, с действующей обновленной системой OMS, наблюдатели MTEMC и руководители компании могут контролировать ситуацию, связанную с отключением электроснабжения, удаленно и при этом иметь доступ к информации для выполнения своих служебных обязанностей во время отключения.

Продукт компании Telvent – OMS Responder – позволяет многочисленным сотрудникам, вклю-

чая 15 наблюдателей MTEMC, получать доступ к системе одновременно и извлекать информацию об отключении через Интернет. Имея доступ к системе OMS на домашних компьютерах, окружающие наблюдатели могут контролировать отключения электричества на схеме электросети и видеть местоположение ремонтных бригад в своих районах, не находясь при этом в диспетчерской. Точно так же руководители могут дистанционно получить доступ к отчету о происшествии, сделанному OMS, чтобы сообщить важную информацию СМИ и потребителям, детализируя данные о количестве отключенных потребителей, ожидаемой длительности отключений в различных областях территории MTEMC.

Таким образом, без увеличения штата диспетчеров операторы в диспетчерской могут более целенаправленно сосредоточиться на имеющихся задачах и эффективнее справиться с работой, необходимой для более быстрого восстановления электропитания.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНСТРУКЦИЯМИ И РУКОВОДСТВАМИ

Внедрив систему OMS менее года назад, MTEMC уже сегодня стала лидером в своем регионе по качеству реагирования на отключения электричества. После реализации OMS MTEMC посетили делегации нескольких энергокомпаний, которые изучили опыт внедрения системы. В мае 2010-го MTEMC использовал свою систему OMS для комплексного изучения и учебных упражнений на экспериментальных аварийных отключениях.

Начав эксплуатировать систему OMS, компания MTEMC поняла, что секрет эффективного управления при отключении электричества заключается в скорости передачи информации. С автоматизированным OMS энергокомпания смогла более чем удвоить свою эффективность в реакции на отключения электричества. Таким образом, внедрив более эффективную технологию, разработанную для совершенствования обмена необходимой информацией, MTEMC предложила более высокий уровень сервиса своим потребителям.

**Статья опубликована в журнале
Transmission & Distribution World
Vol. 62, № 7, 2010**

ВЫСТАВКИ

MVK

www.mvk.ru

НАМ 10 ЛЕТ!



САВЕХ

на правах рекламы

10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
КАБЕЛЕЙ, ПРОВОДОВ, СОЕДИНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ,
ТЕХНИКИ ПРОКЛАДКИ И МОНТАЖА КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ

15-18 МАРТА 2011

РОССИЯ, МОСКВА, ЭЦ «СОКОЛЬНИКИ»

WWW.CABEX.RU

Дирекция выставки:

107113, Россия, Москва, Сокольнический Вал, 1, павильон 4
Тел./факс: (495) 925-34-82, 995-05-95 (доб. 260), E-mail: mns@mvk.ru

Организаторы:

ЗАО «МВК»,
ОАО «ВНИИКП»,
Ассоциация «Электрокабель»

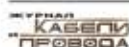
При поддержке:

Правительства Москвы
Московской торгово-промышленной
палаты

Интернет-поддержка:

RusCable.Ru
интернет-портал

Информационные спонсоры:



РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: +7 (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: +7 (843) 291-75-89

РЕФОРМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ИТОГИ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ В ЗЕРКАЛЕ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК

ФИРСОВА Е.В., заместитель генерального директора ПРОФИ-групп

ЮШКОВ И.В., аналитик Фонда национальной энергетической безопасности

Цель исследовательского проекта – выявить экспертную оценку промежуточных итогов преобразований, основные нерешенные вопросы, пути их решения и на основе этого сформулировать экспертную модель развития электроэнергетики, взаимодействия игроков внутри отрасли и с внешней средой. Предмет исследования – совокупность экспертных оценок ситуации в электроэнергетике. Объект – сложившаяся к 2010 году в результате реструктуризации РАО «ЕЭС России» ситуация в российской электроэнергетике, эффективность проведенных преобразований. Основной метод исследования – опрос квалифицированных экспертов (20 человек) по специально разработанному тематическому списку вопросов. Результаты экспертных интервью были дополнены анализом существующей нормативной базы, материалов конференций и изучением текстов СМИ, связанных с проблематикой исследования.

А БЫЛА ЛИ РЕФОРМА?

В экспертном сообществе сложилось несколько точек зрения на эффективность выбранной модели преобразований. По мнению большей части участников исследования, в ходе реформирования либеральная конструкция была наложена на принципиально нелиберальную российскую действительность. Ни существующая структура отрасли, ни общественное сознание не были готовы к работе в новых условиях.

– Новая система управления была уже с элементами новых отношений, а энергетика еще за этим не поспевала. Задача была сверхсложная: не повредив собственно самому процессу производства, распределения электроэнергии и доведения ее до потребителей, осуществить перекомпоновку института управления, создания новой системы управления.

По оценкам результатов реформирования экспертов условно можно

разделить на две группы: институционалистов и концептуалистов. Эксперты первой группы в основу оценок кладут завершенность структурных преобразований, вторая группа ориентируется на концептуальные аспекты реформирования.

Институционалисты считают, что реформа завершилась вместе с окончанием реструктуризации РАО «ЕЭС России», то есть ставят знак равенства между реструктуризацией РАО и реформированием отрасли.

– Реформа, в принципе, завершилась в тот момент, когда все было распределено, все было правильно раскомпоновано, все необходимые институты были созданы.

Концептуалисты в основу оценок кладут содержательные аргументы и считают, что реформа завершится в тот момент, когда будет завершено формулирование правил игры, то есть выполнены обязательства по созданию долгосрочного рынка мощности,

сформирован рынок системных услуг, закончена разработка нормативной базы и технических регламентов. Эта группа экспертов считает, что реформа не завершена.

Для концептуалистов реструктуризация РАО – одна из составляющих реформы. Отрасль удалось разобрать на составные части и перегруппировать их по новому принципу. Реструктуризация РАО «ЕЭС России» завершилась, но реформирование отрасли не закончено.

– Реформа не завершена однозначно. Не завершена с точки зрения нормативного обеспечения точно.

– Первостепенной была реорганизация РАО. Она проведена. А системная задача создания эффективного рынка, к сожалению, не была решена.

– Промежуточные итоги такие: необходимые преобразования, для того

чтобы все это заработало, проделаны, но ничего пока не работает.

Разделение активов по функциональному принципу и продажу генерирующих мощностей большинство экспертов считают главным достижением в реформировании.

– Основная фаза реформы уже пройдена. Она заключалась в продаже государственных генерирующих активов частным инвесторам. Это уже произошло. В этом Чубайс, можно сказать, осуществил свои замыслы – привлек достаточно инвестиций.

Анализируя ситуацию с привлечением инвестиций, часть экспертов считает, что главная цель преобразований сводилась к тому, чтобы продать активы, тем самым сняв ответственность за энергоснабжение с государства, а разговоры об инвестициях были не более чем отвлекающим маневром. После продажи активов изменилась структура собственности, инвестиции же, то есть вложения новых собственников в реконструкцию и строительство новых мощностей, были минимальными.

– Цель реформы была одна – привлечь инвестиции. Как потом выяснилось, это вовсе не цель, а некоторый, скажем так, отвлекающий фактор.

Подобная ситуация складывается и в отношении оценок экспертным сообществом эффективности решения еще одной ключевой задачи – создания **конкурентных рынков электроэнергии**. Противоречие, по мнению экспертов, находится внутри ситуации. С одной стороны, в институциональном плане выстроена рыночная модель отрасли, с другой – нет механизмов стимулирования становления рыночных отношений. Де-факто государство продолжает регулировать отрасль. В этой ситуации отношения между игроками приобретают искаженные (и не рыночные, и не регулируемые) формы.

По мнению экспертов, **конкурентные отношения в отрасли не сложились. То есть еще одна главная задача реформирования не решена.**

Не до конца, по оценкам экспертов, решена и задача создания **нормативно-правовой базы**. Осо-

бенно остро отрасль нуждается в разработке технических стандартов. В некоторых ситуациях энергетикам приходится работать еще по советским нормативам.

– Реформа не завершена однозначно. Незавершенность с точки зрения нормативного обеспечения точно существует. Есть претензии к действующим законодательным актам, частично – даже в части оптового рынка.

– Старые регламенты закончились, а новые не появились.

Часть же задач, по мнению экспертов, вообще остались «за скобками» реформирования. В настоящее время даже не выработаны подходы к их решению. К таким задачам относятся:

- стимулирование энергосбережения;
- поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования;
- создание системы поддержки малообеспеченных слоев населения.

Таким образом, основные задачи, которые ставили перед собой реформаторы, по мнению экспертного сообщества, до конца не решены. Кроме того, отрасль не стала работать надежнее. При этом услуги стали дороже.

Среди причин, приведших к незавершенности преобразований, в первую очередь эксперты называют чрезвычайно сжатые сроки, отведенные для реализации мероприятий.

– Изначальная ошибка, которая была заложена, заключалась в том, чтобы сделать быстро. Быстро это не делается нигде. Должны были быть сделаны соответствующие институты, они должны были пройти серию проб и ошибок.

Еще одной причиной «пробуксовки» преобразований, по оценкам экспертов, является отсутствие постоянного конструктивного диалога между участниками рынка. В процессе реструктуризации отрасль была разделена очень мелко. Каждый игрок выполняет одну строго определенную функцию. Такое деление поставило на первый план проблему выстраивания конструктивного диалога между участниками рынка как на горизонтальном, так и на вертикальном уровнях. Однако, как признали эксперты,

в России так и не возникла культура принятия решений в ходе дискуссии. Нет и культуры самой дискуссии.

В целом ситуацию в отрасли характеризует высказывание одного из экспертов:

– Промежуточные итоги такие: необходимые преобразования, для того, чтобы все это заработало, проделаны, но ничего пока не работает.

ПРОБЛЕМЫ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Оптовый рынок электроэнергии (мощности), долгосрочный рынок мощности

В каком формате будет работать долгосрочный рынок мощности, как будут определяться ценовые параметры долгосрочного рынка мощности? Удовлетворит ли определение цены на мощность участников рынка или станет основой для новых конфликтов?

Один из главных институтов в новой системе отношений в отрасли – долгосрочный рынок мощности (ДРМ). Идея создания ДРМ вытекает из необходимости обновления мощностей и создания механизма окупаемости этих вложений. По словам экспертов, строительство объектов электроэнергетики, как правило, связано с привлечением заемного капитала, который может составлять до 70 % всех инвестиций. Привлечение таких средств в условиях отсутствия гарантий их возврата практически невозможно. Гарантией возврата инвестиций в строительство новых объектов генерации должен стать долгосрочный рынок мощности с понятными и разделяемыми всеми игроками правилами игры на нем, а тариф на мощность – обеспечить инвесторам возврат определенной части инвестиций.

Если цена на электроэнергию может меняться, то, по замыслу авторов реформы, на долгосрочном рынке мощности в течение нескольких лет должны существовать единые правила взаимодействия между участниками рынка и однообразные ценовые параметры. Работа долгосрочного рынка мощности должна сделать ситуацию в оптовом секторе прозрачной и прогнозируемой на несколько лет. инве-

сторы, зная, что через несколько лет они гарантированно получают плату за мощность в установленном размере, имеют дополнительные аргументы для получения кредитов, имеют возможность планировать собственную финансовую деятельность.

Таким образом, долгосрочный рынок мощности ни что иное как символическое соглашение между инвесторами и государством во взаимном выполнении обязательств. Государство гарантирует инвесторам, что в течение нескольких лет на рынке будут существовать общие для всех игроков правила игры и расчета стоимости мощности. В свою очередь, инвестор гарантирует, что в действующих правилах игры он будет вкладывать средства в обновление энергетических мощностей.

ДРМ должен был заработать в 2009 году. Однако создание долгосрочного рынка мощности затянулось до февраля 2010 года. Только в начале 2010 года Председатель Правительства России Владимир Путин высказался определенно. На совещании на Саяно-Шушенской ГЭС он пообещал инвесторам к 2011 году создать условия для запуска долгосрочного рынка мощности. Путин заявил, что подписал соответствующее постановление. В течение последующих нескольких месяцев после продолжительного процесса согласования между генерирующими компаниями, потребителями и регуляторами были разработаны, представлены и утверждены правила игры на оптовом рынке и определены ценовые параметры долгосрочного рынка мощности. В феврале 2010 года было подписано Постановление Правительства РФ от 24.02.2010 № 89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)»¹. Постановлением утверждались правила игры на рынке мощности, был уточнен порядок торговли мощностью на оптовом

рынке электроэнергии (мощности). 13 апреля 2010 года было принято Постановление Правительства РФ № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода», установившее правила определения цены на мощность.

Принципиальным моментом стало определение размера затрат на строительство новых объектов, которые собственник может вернуть через тариф на мощность. Процент возвращаемых средств варьируется от 71 % до 95 % и зависит от типа станции и ценовой зоны. В частности, цена на мощность генерирующих объектов газовой генерации, находящихся в первой ценовой зоне² оптового рынка, составляет 71 % для генерирующего объекта мощностью более 250 МВт.

Для объектов, сдача в эксплуатацию которых ожидается до 1 января 2012 г. или уже построенных в рамках ДПМ, размер капитальных затрат может быть увеличен с согласия Федеральной службы по тарифам (ФСТ). Такая возможность предусмотрена по просьбе инвесторов, которые начали строительство в 2007 г., когда стоимость работ и материалов была пиковой.

С 2011 года в рамках новой модели конкурентный отбор мощности (КОМ) будет проходить на четыре года вперед. То есть будет определяться цена мощности, которая будет покупаться через четыре года. За эти четыре года будут проводиться корректирующие КОМы, которые помогут создавать справедливые суммы выплат за введенные мощности. Такой подход, по оценкам экспертов, позволит компаниям прогнозировать свои доходы, а также рассчитывать свои планы на длительную перспективу.

По оценкам экспертов, принятые постановления стали знаковым сигналом для участников рынка о продолжении начатых преобразований, а также в целом устраивают все сторо-

ны. Таким образом, государство выполнило одно из важнейших своих обязательств.

– Это четкий регламентированный документ, который распространяет правила для всех игроков рынка, все точно понимают, на что они могут рассчитывать, все понимают и могут, соответственно, прогнозировать свой будущий денежный поток, который без проблем могут использовать банки.

Экспертами были выделены следующие возможные риски, связанные с созданием долгосрочного рынка мощности:

■ **вытеснение объектов старой генерации из КОМ при отсутствии рынка системных услуг.** В соответствии с новыми правилами, к конкурентному отбору мощности допускаются в первую очередь объекты новой генерации. Старая мощность конкурирует в соответствии с прогнозными балансами. Мощности, построенные до 2007 года, в случае изменения экономической конъюнктуры могут быть вытеснены из конкурентного отбора. Для инвестора это будет экономическим сигналом о неэффективности оборудования, и он будет вынужден принимать решение: либо снижать ценовые параметры и работать с минимальным доходом, либо модернизировать, либо консервировать мощности. Старые мощности, исключенные из КОМ, могли бы быть востребованы на рынке системных услуг, но пока правила игры этого рынка, по словам экспертов, не приняты;

■ **возможное снижение спроса на электроэнергию** – основной риск для объектов старой генерации. Снижение спроса может привести к тому, что новая мощность будет вытеснять с рынка старую генерацию;

■ **повторение энергетического бума и возникновение в связи с этим избыточного спроса на силовое оборудование.** Увеличение спроса, появление дефицита, по мнению экспертов, может привести к повышению стоимости оборудования. Как следствие, тариф на мощность может не окупить затраты на оборудование в срок, прогнозируемый инвесторами. Время окупаемости проектов увеличится.

¹ Постановление было опубликовано в «Российской газете» 27 апреля 2010 года.

² Долгосрочный конкурентный рынок мощности вводится на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка (1-я – Европа, Урал и 2-я – Сибирь). Ценовые зоны разбиваются на зоны свободного перетока, которые учитывают ограничения возможных поставок мощности между регионами. В неценовых зонах и изолированных энергосистемах в силу сетевых ограничений и неконкурентной структуры участников сохраняются регулируемые условия купли-продажи мощности.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

Как повлияло на работу отрасли появления большого количества игроков?

В ходе реструктуризации РАО «ЕЭС», по мнению экспертов, в отрасли сформировалась сложная структура собственности. Возникло множество центров принятия решений, иногда с поллярными интересами, что существенно затрудняет диалог между основными участниками рынка и принятие ключевых решений.

Кроме того, часть игроков одновременно и потребители, и поставщики топлива, и владельцы генерирующих активов. Это относится практически ко всем крупным структурам (Газпром, ЛУКОЙЛ, КЭС).

– Например, Газпром. Он и владелец генерации, и поставщик топлива, и потребитель электроэнергии. Он может действовать как Газпром. Он может действовать как игрок на рынке электроэнергии. То же самое Лукойл. Он вроде как потребитель. Но он уже давно не потребитель, потому что на-

купил себе энергетических активов. Как с ним себя вести? Как будет договариваться?

Кроме того, помимо интересов генерирующих компаний, поставщиков, потребителей, бытовых компаний, сетевых организаций существует множество центров принятия решений и во внутренней структуре игроков (интересы акционеров, групп акционеров). Поэтому очень часто сами игроки не могут определиться в приоритетах.

– Очень много начальства, которое разрознено и сидит в различных офисах, принадлежит различным компаниям, которые зачастую сидят и не в России (центральные офисы).

Как показали несколько лет работы отрасли в новых условиях, в России, по мнению экспертов, так и не сложилось культуры дискуссии и принятия конструктивных решений в ходе диалога. До настоящего времени существует практика принятия решений кулуарно.

Множество центров принятия решений, отсутствие диалога и культуры ведения дискуссии существенно осложняют работу отрасли.

НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ОТРАСЛИ

Насколько качественно проводятся ремонты, соблюдаются ли технические регламенты при строительстве новых объектов? Насколько высок кадровый потенциал отрасли?

Одной из главных целей преобразований в электроэнергетике было повышение надежности работы отрасли. Однако, по мнению экспертов, эта задача не только не выполнена, но проблема безопасности и надежности – одна из самых острых.

Профессиональные энергетики видят причину повышения возможности возникновения аварий на энергообъектах не только в износе оборудования, но и в изменении подходов к управлению, кадровой политике, проведению ремонтных и строительных работ.

В ходе реформы ремонт, наравне с генерацией и сбытами, был выделен



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

12-14 апреля 2011
МОСКВА, ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», ВВЦ

Организаторы:



При поддержке: Под патронатом:



ТЕМАТИКА ВЫСТАВКИ:

- ▶ защитные средства для работы персонала электрических станций и сетей
- ▶ штанги изолирующие, диэлектрические пластиковые лестницы, стремянки, вышки
- ▶ спецодежда, рабочая обувь
- ▶ дерматологические средства индивидуальной защиты
- ▶ разработки, направленные на улучшение условий труда и повышение безопасности труда работников электроэнергетики
- ▶ средства индивидуальной и коллективной защиты персонала от воздействия вредных и опасных факторов
- ▶ приборы контроля параметров вредных и опасных производственных факторов
- ▶ инструменты и приспособления, обеспечивающие уровень безопасности производства
- ▶ новые технологии, обеспечивающие безопасность труда
- ▶ совершенствование системы управления охраной труда
- ▶ механизация и автоматизация трудовых и технологических процессов
- ▶ современные методы и средства подготовки персонала к безопасному производству работ
- ▶ психофизиологическое обеспечение надежности профессиональной деятельности и сохранения здоровья персонала
- ▶ аварийно-спасательный инструмент и оборудование, средства пожаротушения, защитная одежда
- ▶ ультразвуковые измерители расстояния
- ▶ нормативные документы

www.sape2010.ru

т.+7(499) 181-52-02
contact@sape2010.ru

в конкурентный вид деятельности. Ремонтные предприятия получили возможность работать на рынке и распоряжаться прибылью.

На рынке появилось много ремонтных организаций. Вместе с тем, по оценкам участников исследования, значительно упало качество их работы, была разрушена система контроля.

– *Мы фактически развалили ремонтный комплекс электроэнергетики. Потому что они стали самостоятельными предприятиями. Понятно, что многие из них тут же доблестно перепрофилировались – гораздо выгоднее строить жилье, чем ремонтировать электростанции.*

– *Специализированных ремонтных предприятий отраслевого значения просто нет уже. Как класса. Вот это – одна из больших угроз для генерации.*

Подбор ремонтных компаний проходит по принципу аукциона. По мнению экспертов, профессиональные энергетики зачастую к подбору ремонтных компаний и составлению планов ремонтов не допускаются. В результате технически некомпетентный менеджмент может выбрать по конкурсу такую же некомпетентную ремонтную компанию, но предлагающую более выгодные финансовые условия.

– *Для сложных технических систем – совершенно немыслимая вещь выбирать исполнителя регламентных ремонтных работ на тендерной основе. Это все равно, что вы будете выбирать врача по конкурсу. Если приходит новая ремонтная компания, то она не знает историю ремонтов, какие работы тут выполнялись, какие запчасти ставились, где они изготовлены.*

Выведение ремонтов в конкурентный вид деятельности специалисты считают ошибкой реформирования. Государство, в лице надзорных органов, фактически не имеет права вмешиваться в производственную политику частных компаний. А большинство генераторов являются акционерными обществами и самостоятельно проводят ремонтные кампании. Поэтому проведение ремонтов остается фактически вне контроля.

Понимая необходимость контроля качества ремонтов и строитель-

ства энергообъектов, генерирующие компании были вынуждены решать проблему разными способами. И сегодня, по признанию специалистов, очень многие ремонтные предприятия являются компаниями, аффилированными с генерирующими компаниями. Это является возвратом в дореформенное время.

Что касается кадров, то практически все эксперты были солидарны в том, что «человеческий фактор» продолжает играть в отрасли определяющую роль. Именно поэтому участники исследования уделили ему особое внимание. Кадровый вопрос был рассмотрен с нескольких сторон:

1. Снижение качества подготовки инженерно-технических кадров.

Очень часто уровень подготовки специалистов не отвечает новым требованиям как в области управления, так и эксплуатации современного оборудования. Этот вопрос также актуален в связи с тем, что в российской энергетике все больше используется западное оборудование и западные технические стандарты.

2. Острую заочную дискуссию среди экспертов вызвал **вопрос квалификации управленческих кадров**. В последнее время в отрасли пришло большое количество управленцев, не имеющих профильного энергетического образования. По мнению многих экспертов, замена руководителей-энергетиков на руководителей-управленцев может привести к плачевным последствиям, в том числе к снижению надежности работы всей системы. Специалисты-менеджеры не всегда могут адекватно оценить ситуацию и принять технически грамотные решения. Кроме того, очень часто технические решения подменяются политическими (выбор ремонтной или строительной компании, выбор режима работы объектов и т.п.). По мнению ряда экспертов, убеждение в том, что управлять такой сложной отраслью, как энергетика, возможно также, как любой другой, ошибочно. Часть экспертов убеждена, что только специалист с большим стажем работы может успешно управлять сложными объектами, от работы которых зависит и энергетическая безопасность России.

Очень часто специалисты-энергетики и менеджеры говорят на разных языках, иногда просто не понимают друг друга. Некоторые эксперты даже говорили об утере технической культуры вообще.

С другой стороны, работа современного энергетического предприятия не сводится только к производству и передаче энергии. Как акционерное общество, оно нуждается в финансах, менеджерах, не имеющих профильного энергетического образования. Поэтому часть экспертов была более лояльно настроена по отношению к менеджерам. По их мнению, жизнь уже доказала, что непрофильные специалисты могут эффективно работать в электроэнергетике при условии, что каждый будет заниматься своим делом: специалисты-энергетики – заниматься техническими вопросами, менеджеры – управлением. В современных условиях очень важны и те, и другие специальности.

– *Команда менеджеров так или иначе необходима, поскольку даже те люди, которые хорошо разбираются в самой отрасли, далеко не всегда могут ответить на вопросы экономического характера. То же привлечение инвестиций – этим никак не должны заниматься промышленники. Необходимо какая-то органически связанная структура, команда, состоящая как из людей, хорошо разбирающихся в бизнесе, так и хорошо разбирающихся в электроэнергетике.*

3. Третий аспект проблемы связан с **изменением процедуры назначения управленческих кадров**. Во многом причиной недоверия между технарями и менеджерами стало изменение механизма назначения на руководящие должности. В основном кадровые решения принимает акционер, которого большинство работников компании никогда не видели. Часто управленческие решения имеют политический характер

– *Сейчас руководителя предприятия ставит акционер. И если акционер считает возможным и необходимым, что конкретное лицо здесь будет работать, несмотря на то, что у него нет специального образования и нет опыта работы в энергетике, то это уже прерогатива акционера.*

СПИСОК ЭКСПЕРТОВ – УЧАСТНИКОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

1. **Айрапетян Арман Мушегович**, заместитель руководителя Центра стратегии и развития ОАО «Холдинг МРСК».

2. **Айрапетянц Дмитрий Германович**, заместитель председателя Топливо-энергетического комитета Московской области.

3. **Балашов Максим Генрихович**, заместитель директора департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики РФ.

4. **Бердников Роман Николаевич**, директор по развитию и взаимоотношениям с клиентами ОАО «ФСК ЕЭС», член правления ОАО «ФСК ЕЭС».

5. **Долматов Илья Алексеевич**, директор Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий, к.э.н.

6. **Имамутдинов Ирик Нутфулло-вич**, журнал «Эксперт», специальный корреспондент, отдел «Инновации».

7. **Ким Алексей Анатольевич**, генеральный директор ЗАО «Экспертная группа «КУТРИ».

8. **Коптюбенко Дмитрий Борисович**, заместитель главного редактора газеты «РБК-daily».

9. **Кудрявый Виктор Васильевич**, руководитель Научно-технического центра «Оптимизация управления в энергетике» при Московском энергетическом институте.

10. **Липатов Юрий Александрович**, председатель Комитета по энергетике Государственной думы.

11. **Логвинов Максим Витальевич**, редактор отдела промышленности делового еженедельника «Компания».

12. **Макеев Николай Николаевич**, главный редактор корпоративного журнала «Твоя Компания» ОАО «ТНК-ВР Менеджмент».

13. **Милютин Денис Владимирович**, заместитель начальника управления регулирования и контроля за ценообразованием в электроэнергетической отрасли ФСТ России.

14. **Новиков Вячеслав Александрович**, заместитель председателя Комитета Совета Федерации по бюджету, член Комиссии Совета Федерации по взаимодействию со Счетной палатой Российской Федерации, член Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям.

15. **Саакян Юрий Завенович**, генеральный директор Института проблем естественных монополий.

16. **Сорокин Игорь Станиславович**, директор Дирекции информационно-аналитических продуктов и методологии Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ).

17. **Рогов Александр Владимирович**, начальник отдела развития электроэнергетического сектора Управления развития электроэнергетического сектора и маркетинга в электроэнергетике Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром».

18. **Тазин Сергей Афанасьевич**, генеральный директор E.ON Russia Power.

19. **Шкатов Владимир Александрович**, заместитель председателя правления НП «Совет рынка».

20. **Яркин Евгений Валентинович**, д.э.н., проф., заслуженный экономист РФ, научный руководитель Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий ГУ-ВШЭ.

Подписка на 2011 год

ПОДПИСКА ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ

Для оформления подписки на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик»
свяжитесь с менеджером по тел. (495) 228-60-05 или e-mail: mda@energyexpert.ru

 Издательский дом «Вся электротехника»
ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
информационно-аналитический журнал

Подписка на полугодие 2011 г. (3 номера) – **1650** рублей
Подписка на 2011 г. (6 номеров) – **3300** рублей
Стоимость одного номера – **550** рублей
Стоимость включает НДС и цену доставки

 Издательский дом «Вся электротехника»
Релейщик
Журнал для специалистов в области цифровой техники и технологий для энергетики

Подписка на полугодие 2011 г. (2 номера) – **1700** рублей
Подписка на 2011 г. (4 номера) – **3400** рублей
Стоимость одного номера – **850** рублей
Стоимость включает НДС и цену доставки

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛЫ В ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ

Вы можете оформить подписку на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» в любом почтовом отделении через подписной каталог

 Издательский дом «Вся электротехника»
ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
информационно-аналитический журнал

 Издательский дом «Вся электротехника»
Релейщик
Журнал для специалистов в области цифровой техники и технологий для энергетики

Индекс по каталогу Агентства «Роспечать»

72240

35789

Индекс по каталогу «Межрегиональное агентство подписки»

11447

16755

МЕЖСИСТЕМНЫЕ СВЯЗИ В КИТАЕ: ПОСТОЯННЫЙ ТОК ИЛИ ПЕРЕМЕННЫЙ?

АЛЕКСЕЕВ Б.А., к.т.н., в.н.с. ОАО «НТЦ электроэнергетики»

Бурное развитие электроэнергетики в Китае носит не только количественный, но и инновационный характер. Внедряются сверхмощные электропередачи на постоянном токе, создана демонстрационная линия 1000 кВ переменного тока. Следующая задача – использование гибридных электропередач, сочетающих преимущества ВЛ УВН переменного и постоянного тока.

Быстрые темпы роста электроэнергетики в Китае с середины 90-х гг. со вводом большого количества мощных электростанций и ростом выработки-потребления электроэнергии на 15–20 % в год потребовали и соответствующего развития электрических сетей. На рис. 1 показан рост потребления электроэнергии в Китае за последние десять лет и прогноз на 2020 г.

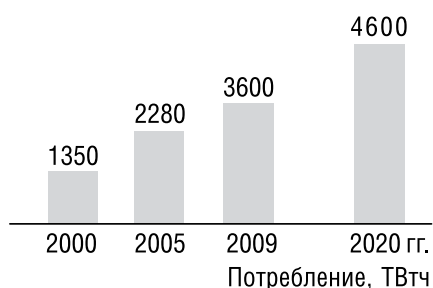


Рис. 1. Потребление электроэнергии в Китае

Особенности электрической сети страны – большие расстояния и большие передаваемые мощности между регионами, производящими и потребляющими электроэнергию. По прогнозам, к 2020 г. возможен рост установленной мощности до 950–1000 ГВт, только ГЭС вырастут со 108 ГВт до 260 ГВт. АЭС Китая сегодня – это 8 блоков общей мощностью 6,84 ГВт, к 2020 г. планируется 36 ГВт.

Производство электроэнергии в 2009 г. 3596,5 млрд кВт·ч, установленная мощность электростанций – 874 ГВт, протяженность сетей 35 кВ и выше – более 1254 тыс. км.

Электроэнергетика Китая включает семь крупных энергообъединений, как правило, не имеющих сильных связей между собой. Для эффективной работы энергосистемы всей страны нужно

создать эти связи, в первую очередь соединив регионы, богатые энергоресурсами, с регионами высокого потребления электроэнергии. На рис. 2 показаны основные коридоры этих связей [1]. Естественный вопрос, возникший при решении задачи передачи таких мощностей на дальние расстояния, – какое напряжение и какой род тока для этого применить?

Потребность увеличения пропускной способности линий электропередачи заставляет искать пути повышения рабочего напряжения – перехода в следующий класс напряжения. Такие исследования проводились во многих странах мира, наибольших успехов добился СССР при создании опытных ВЛ 1150 кВ. Такие исследования ведутся и в настоящее время, последние достижения – создание демонстрационных ВЛ 1000–1100 кВ в Китае и Японии [2].

Расчеты, проведенные при планировании усиления сети в Бразилии, показали, что для передачи на переменном токе напряжение 750 кВ предпочтительнее 500 кВ. Вообще, в мировой практике значительную часть системообразующей сети представляют ВЛ 735–765 кВ. Такие ВЛ применяют Канада, США, Россия, ЮАР, Южная Корея, Венесуэла и Индия.

Применение ВЛ 1000 кВ переменного тока для нужд электрических сетей Китая даст:

- повышение передаваемой мощности – одна цепь ВЛ 1000 кВ в состоянии передать более 5 ГВт, примерно в пять раз больше, чем ВЛ 500 кВ;
- увеличение длины, на которую передается электроэнергия – ВЛ 1000 кВ имеет экономическую длину передачи электроэнергии от 1000 км до 2000 км;
- снижение потерь при передаче электроэнергии – при том же сечении про-

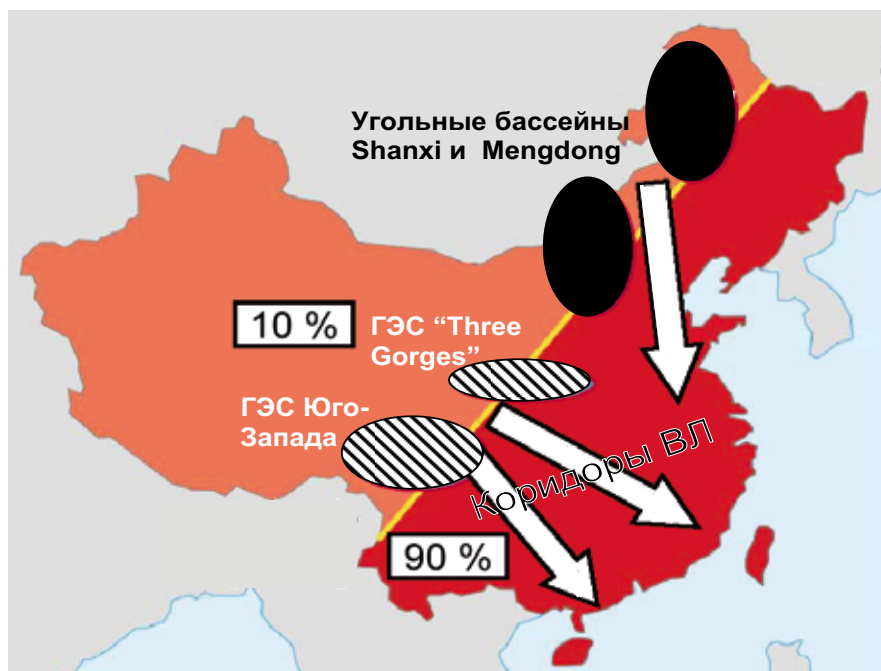


Рис. 2. Передача электроэнергии в энергопотребляющие (90%) регионы Китая

вода и передаваемой мощности потери на сопротивление линии для ВЛ 1000 кВ составляет 25 % по сравнению с ВЛ 500 кВ;

- снижение стоимости – удельная стоимость на единицу передаваемой мощности ВЛ 1000 кВ составляет 73 % от стоимости для ВЛ 500 кВ;

- снижение потребной площади – ВЛ 1000 кВ экономит от 50 % до 66 % площади коридора, которая требуется для ВЛ 500 кВ.

При выборе типа электропередач нужно учитывать, что с повышением рабочих напряжений в класс сверхвысоких для мощных энергосистем с протяженными связями возникает ряд проблем [3].

Проблемы крупных межсистемных связей:

- большие расходы на управление (регулирование частоты и напряжения, резервирование мощности), противоречия из-за сложности управления большими комплексными системами;
- из-за неуправляемых потоков мощности в сетях возникают «узкие места», усложняются методы поддержания устойчивости;
- вращающийся резерв в системе передается на большие расстояния (дополнительная нагрузка и рост расходов);
- снижение экономических преимуществ при больших расстояниях передачи электроэнергии и недостаточном уровне напряжения (в том числе и на 400–500 кВ);
- при либерализованном рынке недостаток передаваемой энергии и высокая стоимость передачи через несколько систем или нескольких партнеров.

Часть этих проблем решается с применением передачи электроэнергии на постоянном токе – также эффективным путем увеличения пропускной способности линий [4].

Общие преимущества ВЛПТ

- Быстродействующее регулирование направления и потока мощности, не зависящее от режима работы сети, демпфирование колебаний при изменении нагрузки.
- Объединение энергосистем переменного тока с помощью ВЛПТ происходит без увеличения ТКЗ.
- Нагрузку по току ограничивает только нагрев.
- У ВЛПТ при тех же мощностях в 1,5 раза меньшая полоса отчуждения

Табл. 1. Протяженность линий электропередачи в Китае в 2009 г.

	Линии переменного тока					Линии постоянного тока	
Напряжение, кВ	1000	750	500	330	220	±800	±500
Длина, тыс. км	0,640	1,38	121,9	18,7	255,7	1,44	6,9

Табл. 2. Разница в стоимости разных типов ВЛ 6000 МВт 2000 км. \$ млн.

	ВЛ 765 кВ АС	ВЛПТ 500 кВ	ВЛПТ 800 кВ
Стоимость подстанции	700	850	860
Стоимость линии	1450	950	690
Стоимость потерь	950	900	600
Всего	3100	2700	2150

- Надежность ВЛПТ выше, чем у ЛЭП переменного тока – вероятность отключения обоих полюсов ППТ более чем на порядок ниже вероятности отключения трехфазной линии.

- Возможна однополярная работа при отказе одного полюса.

- Быстрое восстановление режима после повреждения на линии ПТ.

- Может работать со сниженным напряжением, если изоляция ослабла из-за загрязнения или физически повреждена

- Для подводных передач длиной более 40–50 км КЛПТ вообще нет альтернативы.

Особенности ВЛПТ, снимающие проблемы связей на переменном токе:

- При передаче на постоянном токе обмен мощностью определяется только реальным потреблением и пропускной способностью линии.

- При передаче на переменном токе для удержания устойчивости системы передаваемая мощность должна быть больше реального потребления пропускной способности ВЛ.

- Рост повышения мощности. На постоянном токе это легче.

- На постоянном токе обмен мощностью между двумя системами может быть точно определен Системным Оператором.

- Постоянный ток легко позволяет регулировать напряжение и демпфировать колебания мощности.

- Постоянный ток – барьер против проблем устойчивости и коллапса напряжения, барьер против каскадных аварий и блэкаутов.

При этом нужно иметь в виду и некоторые негативные особенности ВЛПТ:

- При межсистемных связях короче 1000 км стоимость преобразовательной подстанции делает ВЛПТ более дорогой, чем связь на переменном токе.

- Изоляция на постоянном токе более подвержена загрязнению (ВЛ и вводы).

- Ниже надежность преобразовательных трансформаторов.

- Дефекты в системе переменного тока могут вызывать коммутационные повреждения.

- Неопределенность уровня высших гармоник из-за конструкции и схемы преобразовательной части.

При выборе рода тока при передаче электроэнергии на 1000–2000 км решение дает технико-экономическое сравнение линий постоянного и переменного тока. В таблице 2 дается сравнение стоимости мощных линий переменного и постоянного тока, принятое при расчетах для сети Китая.

Для передачи 3500 ГВт равны по затратам ВЛПТ и ЛЭП АС 800 кВ при их длине 600 км (600 млн долл., далее – выгоднее ВЛПТ 800 кВ, ВЛПТ 500 кВ становится выгоднее только при 900 км).

ВЛПТ 2000 км 800 кВ на 30 % дешевле в постройке и эксплуатации, потери – на 30 % меньше, чем у ВЛПТ 500 кВ или ВЛ 765 кВ переменного тока (АС).

Большое значение при выборе линии оказывает величина потерь; стоимость потерь за весь срок службы линии может быть решающим доводом при выборе типа линии.

Потери в линии переменного тока 500 кВ длиной 1000 км составляют 6,1 %, а при 1000 кВ – 4,8 % от передаваемой мощности. Для ВЛПТ ±500 и ±800 кВ потери соответственно составляют 5,7 % и 4,1 %. (– 4)

При длине линий 2000 км потери для ВЛ переменного тока составляют уже 11 % и 9 %, по этой причине обычно предпочитают ВЛПТ (при ±500 кВ – 9,8 %, а при ±800 кВ – 7,6%).

Применение следующего класса напряжения на постоянном токе

Преимущества ВЛПТ ±800 кВ для передачи больших мощностей на дальние расстояния:

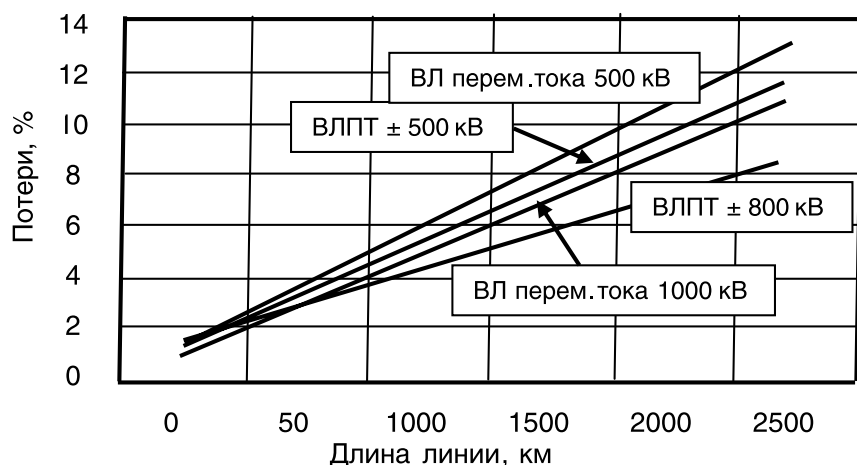


Рис. 3. Потери в линиях УВН переменного и постоянного тока

■ ВЛПТ ± 800 кВ имеет мощность 6,4 ГВт, что в 2,1 раза больше, чем ВЛПТ ± 500 кВ.

■ Для ВЛПТ ± 800 кВ экономическая дистанция от 2000 км и выше.

■ Потери на сопротивление ВЛПТ ± 800 кВ составляют 39% по сравнению с ВЛПТ ± 500 кВ.

■ Удельная стоимость ВЛПТ ± 800 кВ составляет 72% от стоимости для ВЛПТ ± 500 кВ.

■ ВЛПТ ± 800 кВ экономит 23% площади коридора ВЛПТ 500 кВ.

В совместной работе исследовательских комитетов СИГРЭ В2, В4 и С1 [5] были даны следующие рекомендации по экономически приемлемым пределам передаваемой ВЛПТ мощности на разные расстояния и при разном напряжении (Табл. 3).

В настоящее время для системообразующих сетей применяются ВЛ переменного тока на напряжения 220–750 кВ, а для мощных протяженных линий – ВЛПТ на напряжения 400–800 кВ постоянного тока.

Ввод в работу в Китае двух ВЛПТ ± 800 кВ состоялся в 2010 г.

Недостаточная пропускная способность существующих сетей в Китае при вводе новых ГЭС требует развития передающих линий УВН. Ведется

разработка в области сетей переменного тока нового класса напряжения – 1000 кВ, опирается на мировой опыт эксплуатации линий УВН, включая опыт работы ВЛ 1150 кВ в СССР.

По словам президента Института электроэнергетики Китая (China EPRI), Zhang Wenling, ВЛ переменного тока УВН найдут применение в качестве межсистемных соединений, в то время как ВЛПТ УВН – для связей большой длины с основной сетью крупных гидро- и тепловых электростанций

В основе стратегии разработок электрических сетей в Китае лежат следующие преимущества ВЛ УВН:

■ повышение передаваемой мощности. Одна цепь ВЛ 1000 кВ в состоянии передать более 5 ГВт, примерно в пять раз больше, чем ВЛ 500 кВ. ВЛПТ ± 800 кВ имеет мощность 6,4 ГВт, что в 2,1 раза больше, чем ВЛПТ ± 500 кВ;

■ увеличение длины, на которую передается электроэнергия. Линия переменного тока 1000 кВ имеет экономическую длину передачи электроэнергии от 1000 км до 2000 км. Для ВЛПТ ± 800 кВ экономическая дистанция от 2000 км до 3000 км;

■ снижение потерь при передаче электроэнергии. При том же сечении провода и передаваемой мощности по-

тери на сопротивление линии для ВЛ 1000 кВ составляют 25 % по сравнению с ВЛ 500 кВ. Потери на сопротивление ВЛПТ ± 800 кВ потери составляют 39 % по сравнению с ВЛПТ ± 500 кВ;

■ снижение стоимости. Стоимость на единицу передаваемой мощности ВЛ переменного тока 1000 кВ и ВЛПТ ± 800 кВ составляет 73 % и 72 % от стоимости для ВЛ переменного тока 500 кВ и ВЛПТ ± 500 кВ;

■ снижение потребной площади под ВЛ. ВЛ переменного тока 1000 кВ экономит от 50 % до 66 % площади коридора, которая требуется для ВЛ 500 кВ. ВЛПТ ± 800 кВ экономит 23 % площади коридора ВЛПТ 500 кВ [6].

Разработки в области ВЛ переменного тока класса напряжения 1000 кВ в Китае ведутся с конца 90-х гг. Опытный пролет 1200 кВ длиной 200 м был построен в Китае уже в 1996 г., в 2009 г. введена в коммерческую эксплуатацию демонстрационная линия электропередачи 1000 кВ переменного тока длиной 645 км. Именно такие линии, по замыслу, в гибридной схеме совместно с ВЛПТ ± 800 кВ будут основой электрической сети страны в ближайшем будущем [7, 8].

Демонстрационная линия 1000 кВ проходит от подстанции Jindongnan, в провинции Shanxi, где размещены многие угольные ТЭС, до подстанции Jingmen в провинции Hubei, одной из главных потребителей электроэнергии в центральной части страны. В 363 км от Jindongnan находится коммутационная подстанция Nanyang, где установлены шунтирующие реакторы, поглощающие 35% полной зарядной реактивной мощности линии. Оборудование ВЛ 1000 кВ произведено заводами Китая – однофазные трансформаторы 3000 МВА, шунтирующие реакторы 3х240 Мвар [9].

Схема ВЛ 1000 кВ приведена на рис. 4.

ПЛАНЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ В КИТАЕ

В планах Государственной сетевой корпорации Китая State Grid Corp. of China – соединение северной и центральной частей страны с дальнейшим расширением на восток. Соединение с юго-западом будет осуществлено линиями постоянного и переменного тока с передаваемой мощностью 200 ГВт.

Для предполагаемой синхронно работающей сети, соединяющей север, вос-

Таблица 3. Рекомендации СИГРЭ по выбору мощности ВЛ УВН

	При длине линии, км		
	750	1500	3000
Для ВЛПТ, кВ	Рекомендована передача мощности, МВт		
300	до 1650	до 1100	до 850
500	1500–3000	1100–2200	850–1800
600	3000–4500	2200–3400	1800–2500
800	более 4500	более 3400	более 2500

ток и центр Китая, полная установленная мощность превысит к 2020 г. 700 ГВт. В частности, семь ГЭС на общую мощность около 50 ГВт на реках юго-западного Китая Jinsha и Yalong предполагается ввести в работу до 2020–2025 гг. Для передачи электроэнергии от этих ГЭС в Центр рассматриваются три варианта связей: 6 ВЛПТ 500–600 кВ, 2 двухцепных ВЛ переменного тока 750 кВ плюс 2 ВЛПТ 750 кВ, две двухцепных ВЛ переменного тока 1150 кВ.

Для связей большой длины перспективны ВЛПТ на напряжения вплоть до ± 800 –1000 кВ, а в качестве межсистемных соединений – ВЛ переменного тока 1000 кВ, сообщил о планах энергетиков президент China Electric Power Research Institute, Zhang Wenling. К 2020 г. ВЛ УВН должны передавать 25 % мощности на расстояние 1000–1500 км. При таком решении потери в линиях будут ниже на 20 ГВт. Планы объединения общей сетью до 2020 г. включают от 16 до 23 ВЛПТ большой длины, сеть переменного тока ориентируется на высшее напряжение 750 кВ, уже строится ВЛ 750 кВ Manping-Lanzhou, на 750 кВ будут осуществлены связи с ГЭС Longtan и Xiaowan и угольными ТЭС Guizhou.

Осуществляется проект ВЛ 750 кВ, по трассе Hami-Zhondong-Urumqi-Ili, связывающей ТЭС и ГЭС этих регионов с центрами нагрузок.

В 2009 г. протяженность ВЛ переменного тока 750 кВ в Китае составила около 1400 км, в ближайшем будущем будут введены в строй 15 подстанций 750 кВ с общей мощностью около 24 ГВА на линиях протяженностью 3800 км.

Для будущих ВЛ 1000 кВ переменного тока предполагается применение устройств FACTS для демпфирования качаний в сети [10–12].

ГИБРИДНЫЕ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Так же как и в Китае, в странах с протяженными сетями для мощных электропередач применяются линии и переменного и постоянного тока (США, Канада, Бразилия, Индия).

В ряде случаев их параллельная работа дает новый технико-экономический эффект – сочетание экономической ВЛ переменного тока и высокой управляемости ВЛПТ [13].

При передачах переменного тока проблемы устойчивости их работы в каче-

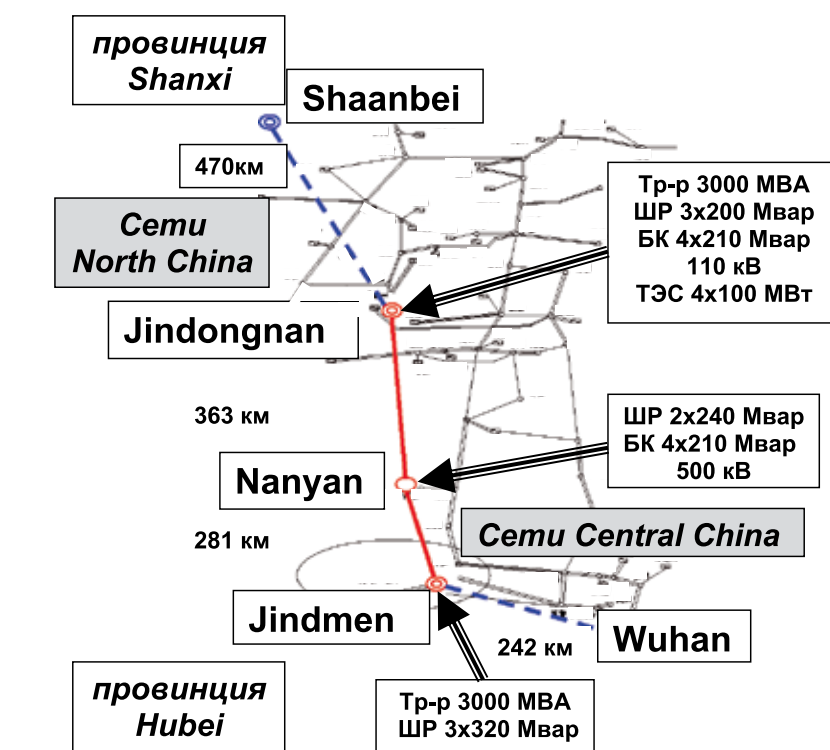


Рис. 4. Схема ВЛ 1000 кВ 3000 MBA Jindongnan – Jingmen

стве мощных межсистемных связей решаются частично с помощью устройств гибкого управления FACTS. Еще более эффективно они могут быть решены с помощью вставок постоянного тока или ВЛПТ, позволяющих регулировать потоки мощности вне зависимости от режима работы сети и демпфирующих колебания мощности. Особенность ВЛПТ – возможность связи между двумя точками сети независимо от режима – от холостого хода до перегрузки промежуточных подсистем. ВЛПТ и ВПТ могут разделить подсистемы при опасности каскадного развития аварий или блэкаута.

Эти возможности используются при третьем варианте межсистемных связей – гибридной электропередаче с параллельным включением линий постоянного и переменного тока.

ВЛПТ может дополнительно поддерживать динамические характеристики линии переменного тока во время коротких замыканий или при регулировании потоков нагрузки в системе. При работе длинной линии переменного тока колебания мощности после повреждения в системе могут эффективно демпфироваться с помощью управления ВЛПТ. При отсутствии ВЛПТ полностью синхронная связь может

сделать мощную энергосистему нестабильной и повреждение может вызвать отказ всей системы (блэкаут).

В случае соединения нескольких электрических сетей меньшей мощности гибридная схема связи часто является лучшим техническим и экономическим решением.

Хорошо известный пример гибридной связи в США – часть проекта Neptune – соединение сетей New Jersey и Long Island дополнительно к воздушным линиям переменного тока параллельной кабельной линией постоянного тока, для экономии мест в регионе высокой плотности застройки, проложенной по дну залива. Полагают, что если бы эта связь была построена до блэкаута 2003 г., Манхеттен и Бронкс были бы защищены от потери питания.

С вводом в работу ВЛПТ Tian-Guang, 3Gorges-Guang и Gui-Guang в середине 2004 г., питающих провинцию Guangdong, электрические связи южнокитайской сети CSG стала гибридной системой, в которой параллельно работают линии электропередачи переменного и постоянного тока. Со вводом в 2007 г. линии ± 500 кВ 3000 МВт Gui-Guang II и в 2010 г. ВЛПТ УВН ± 800 кВ 5000 МВт Yun-Guang проблемы устой-

чивости потребовали анализа поведения такой системы при значительных колебаниях потоков мощности, например, при паводках и пиках нагрузки.

Проводившийся на модели переходных процессов, разработанной в Исследовательском центре, CSG анализ показал возможность управления системой нескольких ВЛПТ, поддержки устойчивости сети переменного тока со стороны ВЛПТ, использование модуляции режима ВЛПТ для повышения динамической устойчивости системы и демпфирования межсистемных колебаний [14].

В частности, преимущества гибридной передачи четко показаны были также при опытах на параллельных связях линий переменного тока и ВЛПТ Gui-Guang (3000 МВт) в Китае между сетями провинций Guizhou и Guangdong.

Сложная ситуация с устойчивостью энергосистем Китая рассматривалась совместно ABB и университетом Цинхуа. Семь раздельных межпровинциальных сетей Китая имеют магистральные сети 330 и 500 кВ и связи между собой на мощных ВЛПТ и ВЛ переменного тока 500 кВ. При отказах ВЛПТ (мощности в несколько ГВт) возникает избыток мощности и растет частота в отдаленной части сети. Возникают низкочастотные качания при соединении сетей, особенно между сетями Северо-Востока и Центра (NECG и CCG). Такие качания, в частности, были зарегистрированы блоками фазорных измерений в CCG. Несмотря на работу 60 устройств системной защиты PSS на генераторах энергосистем, качания сохранились. Включение соединительных линий снижало динамическую устойчивость с опасностью распада связи систем Севера и Северо-Востока NCG и NECG. Временно были приняты меры в виде ограничения передачи по соединительным линиям.

Результаты анализа ситуации показали, что возможными решениями являются быстрое регулирование потоков мощности с помощью ВЛПТ при координации их работы с ВЛ переменного тока, в том числе – создание гибридных коридоров передачи электроэнергии. Второе решение – использование устройств FACTS на ВЛ переменного тока по мере дальнейшего усиления связей между сетями Китая [15].

Мощная гибридная передача электроэнергии в Китае предполагается проектом связи с Тибетом: к 2012 г. будет постро-

на ВЛ 750 кВ переменного тока Xining – Golmud (Qin Hai), параллельно с ней будет работать ВЛПТ 400 кВ до Лхасы.

Внедрение гибридных коридоров ВЛ, возможно, с применением ВЛ 1000 кВ, предполагает развитие межсистемных связей в Индии.

В докладе специалистов компании Сименс на XX Энергетическом конгрессе в 2007 г. в числе новых достижений названы перспективные разработки:

- гибридная электропередача в Индии, включающая линии переменного тока мощностью 10 ГВт, работающие параллельно с ВЛПТ общей мощностью 40 ГВт;

- три коридора линий электропередачи в Китае мощностью по 20 ГВт с ВЛПТ ± 800 кВ и линиями переменного тока 1000 кВ (6–10 ГВт) [12].

ВЫВОДЫ

Линии электропередачи большой мощности и протяженности, как показывает мировой опыт, могут выполняться как на переменном, так и на постоянном токе. В настоящее время предельными рабочими напряжениями линий переменного тока являются 735–765 кВ, на напряжение 1000 кВ проложены демонстрационные линии в Китае и в Японии, при работе этих линий выясняются перспективы применения такого класса напряжения.

При наивысшем рабочем напряжении 1150 кВ некоторое время работала опытно-промышленная электропередача в СССР.

Предельное рабочее напряжение линий постоянного тока ± 800 кВ (Китай).

Выбор рода тока для таких электропередач – задача технико-экономическая. Для мощных межсистемных связей на расстояния до 1000 км пока предпочитают ВЛ переменного тока класса 750 кВ, ВЛ постоянного тока становятся выгодными при расстояниях 900–1000 км и более. При выборе рода тока учитываются особенности таких линий и условия, в которых они работают.

Перспективное решение при передаче особенно больших потоков мощности – совмещение линий переменного и постоянного тока в одном коридоре (гибридные линии). При оптимальных капитальных расходах и расходах на эксплуатацию, гибридные связи позволяют обеспечить высокий уровень устойчивости и надежности электропередачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ramaswamy V., Retzmann D., Uecker K. Перспективы мощных электропередач СВН и УВН. Доклад на конференции GRIDTECH 2007, с.1–20.
2. Алексеев Б.А. Электропередачи ультравысокого напряжения: опыт эксплуатации в мире. Энергетик, 2010, № 10.
3. Ito H., Janssen A., Denis Dufournet D. et al. РГ СИГРЭ А3.22. Технические требования к оборудованию подстанций на напряжение выше 800 кВ. Доклад СИГРЭ А3-211, 2008 г.
4. Breuer W., Hartmann V., Povh D., Retzmann D., Teltsch E. Применение ВЛПТ для мощных межсистемных связей. Доклад СИГРЭ В4-106, 2004 г.
5. Объединенная Рабочая Группа В2/В4.С1.17 СИГРЭ. Влияние ВЛПТ на экономику электропередач на постоянном токе. Electra, 2009, № 245, 35–40. Techn.Brochure 388.
6. Shu Yinbiao. Основы стратегии разработок электрических сетей в Китае. Transm.&Distr.World, 03.2007.
7. Shu Yinbiao. Китай строит электрическую сеть УВН. IEEE Power Engineering Review, 2002, 22, № 3, 16–18.
8. Shu Yinbiao. Важная веха на пути мировой энергетики. Electra, 2009, № 242, 4–8.
9. Пилотный проект 1000 кВ – закладка будущей сети УВН переменного тока. INMR, 2010, V.18 № 1, 42–49.
10. Zhang X.-P., Rehtanz C., Song Y. Сеть будущего. Power Engineer, 2006, Oct/Nov., 23–27.
11. Asplund G. Альтернативные сценарии развития протяженных линий электропередачи – 800 кВ постоянного тока и 1000 кВ переменного тока. ABB Review, 2007, № 2.
12. Breuer W., Povh D., Retzmann D. et al. Перспективы технологии «сильных» сетей как надежных и безопасных систем энергоснабжения. 20th World Energy Congress. 11–16 Nov. 2007.
13. Sitnikov V., Povh, D. Retzmann, D., Teltsch E. Выполнение крупных межсистемных соединений. Конференция СИГРЭ, 17–19. сент. 2003, СПб, Россия.
14. Ou K., Rao H., Hong Ch., Li L. Анализ динамических характеристик гибридной электропередачи в южно-китайской электрической сети CSG. Доклад СИГРЭ В4-303/2006
15. Цяньцзин Лу, Цян Лу, Рехтанц Кр. Объединение энергосистем Китая. АББ Ревю, 2005, № 2, 59–61.



для энергетики, от энергетиков

Совместно с:

HydroVision®
RUSSIA

Выставка и Конференция

28 - 30 марта 2011 года • ПАВИЛЬОН ФОРУМ • ЭКСПОЦЕНТР • МОСКВА • РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ОТМЕТЬТЕ ЭТУ ДАТУ В ВАШЕМ ЕЖЕДНЕВНИКЕ

Девятая выставка и конференция Russia Power снова пройдет в Экспоцентре в Москве с 28 по 30 марта 2011 года. Russia Power включает в себя высокоуровневую разнонаправленную конференцию, созданную для энергетики экспертами от энергетики. Программа охватывает ключевые вопросы ведения бизнеса и последние технологические достижения, необходимые для защиты будущего российской энергетической отрасли.

Выставочная экспозиция мирового уровня на Russia Power, в которой ведущие игроки российской и международной энергетической отрасли представят свои услуги и последние технологии, предоставит уникальные возможности для установления контактов и ведения бизнеса как для посетителей, так и для экспонентов.

Пожалуйста, посетите www.russia-power.org для получения дальнейшей информации об участии в выставке и спонсорских возможностях или свяжитесь с региональным менеджером PennWell по продажам.

Светлана Струкова

Менеджер по продажам

Тел.: +7 499 271 93 39

Факс: +7 499 271 93 39

E-mail: svetlanas@pennwell.com

www.russia-power.org

Собственник и организатор:

Генеральные информационные спонсоры:

При поддержке:



PennEnergy



СОВЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ



Главные отраслевые события 2011 года

DISTRIBUTECH®
CONFERENCE & EXHIBITION

DISTRIBU TECH

1–3 февраля 2011 г.
США, Сан-Диего
+1-918-831-9160,
registration@pennwell.com
www.distributech.com

Главное событие на американском континенте в области передачи и распределения электрической энергии. Основная целевая аудитория DistribuTECH – энергокомпании. Мероприятие собирает более 7000 человек из 20 стран мира.

Выставка демонстрирует автоматизацию и системы контроля, информационные технологии, разработки и требования к рациональному использованию энергии, интеграцию возобновляемых источников энергии.

Проходящая в рамках выставки конференция соберет более 200 авторитетных спикеров электротехнической отрасли, которые рассмотрят фундаментальные принципы и новейшие технологии, формирующие промышленность сегодня.

Темы конференции:

- автоматические счетчики;
- коммуникационные технологии;
- центры контроля;
- автоматизация распределительной сети;
- контроль, тестирование и диагностика оборудования;
- мобильные вычисления;
- автоматизация;
- защита системы;
- обслуживание клиентов;
- строительство, обслуживание и ремонт оборудования.



CIGRE

3–6 апреля 2011 г.
Бразилия, Ресифе
+33 (0) 1 53 89 12 90,
secretary-general@cigre.org
www.cigre.org

Международный Совет по большим электроэнергетическим системам CIGRE (от французского Conseil International des Grands Réseaux Electriques) – это постоянно действующая неправительственная и некоммерческая международная ассоциация, центральный офис которой работает в Париже. CIGRE признана как ведущая всемирная электроэнергетическая ассоциация, охватывающая технические, экономические, организационные проблемы в области электроэнергетики, а также вопросы регулирования и охраны окружающей среды.

Международный съезд и выставка CIGRE проводится с 1994 года с периодичностью один раз в два года. Основная задача этих мероприятий – обмен техническими знаниями и информацией между инженерным персоналом и техническими специалистами всех стран в области генерации и передачи электроэнергии на высоком напряжении.

Профили выставки CIGRE: оборудование для выработки и передачи электроэнергии, оборудование для мониторинга и обеспечения безопасности и защиты, ноу-хау крупнейших компаний, обучающие технологии, тематические публикации, приборы для сертификации, измерительная и испытательная аппаратура.



HANNOVER MESSE

4–8 апреля 2011 г.
Германия, Ганновер
+49 51 18 90
www.hannovermesse.de

Одна из крупнейших в мире выставок высоких технологий, инноваций и промышленной автоматизации. Из года в год здесь предоставляются уникальные возможности для установления международных контактов, налаживания сотрудничества, привлечения инвестиций и расширения рынков сбыта. Выставка собирает ведущих представителей мировой технологической элиты. Это форум изобретений и инноваций, центр обмена опытом и источник для новых партнерских отношений.

Нигде в мире невозможно увидеть одновременно столько новейших инновационных разработок в разных отраслях промышленности и энергетики. Первая Ганноверская ярмарка (Hannover Messe) открылась в 1947-м и была призвана восстановить германскую промышленность, разрушенную в военные годы. Сейчас площадь ярмарки уже более 450 000 кв. метров. В прошлом году в выставке приняли участие 6150 компаний из 61 страны мира. Число посетителей составило более 200 000 специалистов. Россия также является постоянным участником.

В этом году выставка разделена на 13 блоков, в том числе: Энергетика, Технологии для электростанций, Энергоэффективность, Автоматизация.



CIRED

6–9 июня 2011 г.
Германия, Франкфурт
+32 (0) 4 222 29 46
m.delville@cired2011.org
www.cired2011.org

CIRED – ведущий форум, на котором раз в два года мировое электросетевое сообщество встречается в различных уголках Европы. В 2011 году мероприятие проводится во Франкфурте, деловом центре Европы. Площадкой для форума выбран конференц-центр Messe Frankfurt.

Форум состоит из крупнейшей выставки и ряда конференций по проблемам распределительных электрических сетей. В промежутках между конференциями CIRED организует международные рабочие группы по особо интересным проблемам распределения электроэнергии.

Деятельность CIRED имеет, прежде всего, практическую направленность и ориентируется на потребности квалифицированного технического персонала распределительных энергетических компаний, производителей силового электрооборудования и специалистов испытательных центров. В конференциях CIRED также принимают участие представители компаний, производящих оборудование сферы цифровых технологий и средства измерений, ведущие университеты и исследовательские центры.

Как ожидается, CIRED-2011 соберет около 1200 специалистов.



EP CHINA

21–23 сентября 2011 г.
Китай, Шанхай
+852 2516 3326
publicity@adsale.com.hk
www.epchinashow.com/EP11

Крупнейшая электротехническая выставка азиатского региона. Более 20 стран-участниц и 30 000 посетителей. Среди экспонентов и посетителей – производители, агенты по закупкам и продажам, энергораспределяющие предприятия, поставщики топлива, разработчики технологий.

Основные тематические разделы:

- передача и распределение энергии: оборудование, аппаратура, средства технического обеспечения;
- оборудование для выработки электроэнергии (термо, гидро и атомной);
- альтернативные источники энергии;
- проектирование и строительство под ключ энергетических объектов;
- снабжение энергией;
- устройства диспетчерского управления энергией;
- контрольно-измерительная аппаратура;
- научно-технические разработки для энергетической промышленности;
- коммутационные и освещающие устройства;
- электрооборудование и аппаратура, средства автоматизации;
- УПС, дизельные датчики и генераторы переменного тока;
- энергосберегающие технологии, защита окружающей среды;
- бесперебойное энергоснабжение.



MIDDLE EAST ELECTRICITY

8–10 февраля 2011 г.
ОАЭ, Дубай
+ 971 4 407 2472
anita.mathews@iirme.com
www.middleeastelectricity.com

Middle East Electricity (MEE) впервые состоялась более 30 лет назад и сегодня прочно занимает свое место как событие мирового значения, участие в котором повышает престиж экспонента. В выставке участвуют около 1000 компаний из более чем 50 стран.

Основные тематические разделы:

- Освещение
- Возобновляемые источники энергии
- Новые источники энергии
- Оборудование для выработки электроэнергии
- Оборудование для распределения энергии
- Генераторы
- Трансформаторы
- Системы управления
- Турбины
- Насосы
- Кабельная продукция
- Оборудование для утилизации отходов

MEE привлекает к себе участников со всего мира тем, что охватывает все аспекты производства электроэнергии, тем самым давая им большие возможности выхода на весьма прибыльный ближневосточный рынок.

Гости выставки могут свободно участвовать в обширной программе семинаров, во время которых компании-экспоненты имеют возможность представить свои услуги и товары широкому кругу профессионалов.

Предлагаем вашему вниманию подборку наиболее актуальных мероприятий, которые будут проводиться в феврале–марте 2011 года**Семинары «ЦПК Мосэнерго»**

г. Москва, ул. Кировоградская, д. 11, стр.1

(495) 315-42-29

www.cpk-mosenergo.ru

ЭНЕРГОСБЫТОВЫМ СЛУЖБАМ**Организация закупочной деятельности в энергетических компаниях на основе регламентированных закупок. Последние поправки в законодательстве**

10–11 февраля 2011 г.

- порядок проведения процедур закупок;
- система прав и обязанностей сторон-участников процедур;
- перечень оформляемых документов, порядок осуществления документооборота;
- порядок и практика судебного и внесудебного обжалования действий.

Программа включает занятия и консультации, нормативно-справочные материалы, удостоверение о повышении квалификации.

ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРАМ**И ТЕХНИЧЕСКИМ ДИРЕКТОРАМ****Управление электроэнергетической системой с активно-адаптивной сетью**

16–18 февраля 2011 г.

- реформирование электроэнергетики и организационно-экономические предпосылки внедрения новых средств измерения, контроля и управления в электрических сетях;
- зарубежный подход к созданию интеллектуальной сети (SMART GRID);
- принцип действия активно-адаптивной сети, система управления энергосистемой с активно-адаптивной сетью;
- подключение к активно-адаптивной сети нетрадиционных и возобновляемых источников электроэнергии;
- роль управляемых компенсаторов реактивной мощности в снижении потерь и увеличении пропускной способности ЛЭП, снижении потерь электроэнергии, регулировании напряжения при работе в активно-адаптивной сети.

**ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРАМ
И ТЕХНИЧЕСКИМ СПЕЦИАЛИСТАМ****Современные методы и программные средства расчета режимов распределительных электрических сетей, технических потерь мощности**

24–25 февраля 2011 г.

- подготовка данных для расчета режимов и потерь мощности – схемы замещения элементов электрической сети, параметры схем замещения;
- исходные параметры для расчета режимов и потерь электроэнергии, способы их определения;
- линейные и нелинейные уравнения установившегося режима электрической сети;
- современные методы расчета режимов, расчет режимов сети большой сложности, методы преобразования сетей;
- методы расчета технических потерь электроэнергии.

ТЕХНИЧЕСКИМ ДИРЕКТОРАМ**Стратегия рентабельного обслуживания оборудования в энергокомпании – методика RCM (Reliability Center Maintenance). Информационная поддержка безопасности и надежности электрических сетей**

17–18 марта 2011 г.

- RCM – методология: сфокусированный на надежности, доказанный подход – зарубежная практика;
- управление изменениями при освоении методологии RCM;
- программное обеспечение технологии RCM, опыт реализации;
- практический опыт применения информационных систем при решении задач управления надежностью электрических сетей.

Семинары «ПЭИПК»

г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, д.23

(812) 364-00-52, 371-83-50

www.peipk.spb.ru

СЛУЖБАМ ОХРАНЫ ТРУДА**Охрана труда, техника безопасности и расследование несчастных случаев**

14–26 марта 2011 г.

- реформирование экономики и ТЭК России;
- нормативно-правовая база;
- государственный надзор и контроль соблюдения законодательства об охране труда;
- травматизм и мероприятия по его профилактике;
- подготовка по безопасности эксплуатации энергоустановок;
- оказание первой помощи;
- аттестация рабочих мест;
- сертификация, АРМ инспектора;
- социальная защита и страхование работников;
- расследование несчастных случаев.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ РЗА**Наладка, выбор уставок и обслуживание РЗА электроустановок 0,4–110 кВ**

28 февраля – 14 марта 2011 г.

- современные аналоговые и цифровые устройства РЗА в России и за рубежом;
- нормативно-технические документы по РЗА;
- расчеты токов КЗ для РЗ;
- токовые защиты линий от междофазных КЗ и однофазных замыканий на землю;
- основы наладки и обслуживания РЗА и вторичной коммутации;
- трансформаторы тока (наладка и расчет погрешностей);
- трансформаторы напряжения;
- современные защиты генераторов, электродвигателей, трансформаторов и шин напряжением 6–110 кВ;
- микропроцессорные реле и терминалы разных фирм;
- использование ПК для изучения, выполнения расчетов и обслуживания РЗА;

- современная аппаратура для проверки защитных устройств, в том числе устройства РЕТОМ-11М, РЕТОМ-41М, 51;
- задачи РЗА в обеспечении надежности электроснабжения;
- электромагнитная совместимость электрооборудования;
- методы и средства ОМП;
- автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле;
- регистраторы аварийных процессов и анализаторы качества электрической энергии;
- использование вычислительной техники для расчетов и обслуживания РЗА.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ЭКСПЛУАТАЦИИ
И РЕМОНТОВ

Эксплуатация, ремонт и модернизация коммутационных аппаратов 0,4–35 кВ

21 февраля – 5 марта 2011 г.

- нормативная база;
- современные элегазовые коммутационные аппараты;
- технология и технологическая оснастка эксплуатации элегазовых выключателей;
- эксплуатация, ремонт и реконструкция масляных выключателей;
- старение и средства восстановления свойств масла;
- особенности эксплуатации вакуумных коммутационных аппаратов;
- сравнительный анализ коммутационных аппаратов с различной дугогасящей средой и разных заводоизготовителей;
- современные низковольтные коммутационные аппараты: обслуживание, монтаж, эксплуатация;
- микропроцессорные устройства управления выключателем, релейной защиты и автоматики;
- измерение кинематических характеристик и методы испытаний выключателей;
- коммутационные перенапряжения и пути их снижения.

Семинары «ИПК госслужбы»

г. Москва, ул. Садовническая, д. 77, стр. 1
(495) 951-11-11, 953-25-83
www.ipkgos.ru

ГЛАВНЫМ ИНЖЕНЕРАМ И ТЕХНИЧЕСКИМ
ДИРЕКТОРАМ

Современные методы организации эксплуатации трансформаторных подстанций 35 кВ и выше

28 февраля – 11 марта 2011 г.

- перспективы развития электроэнергетической отрасли;
- система организации эксплуатации;
- нормативно-техническая документация;
- лицензирование и промышленная безопасность;
- конструкции современного электрооборудования;
- методы диагностики электрооборудования;
- анализ развития энергетики стран мира;
- работа с персоналом;
- расчет и анализ потерь электроэнергии;
- экологические проблемы;
- правовые вопросы.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Повышение надежности электрооборудования трансформаторных подстанций 35 кВ и выше

28 февраля – 11 марта 2011 г.

- перспективы развития электроэнергетической отрасли;
- система организации эксплуатации;
- нормативно-техническая документация;
- системы диагностики электрооборудования;
- конструкции современного электрооборудования;
- анализ технического состояния электрооборудования;
- анализ развития энергетики стран мира;
- работа с персоналом;
- методы оперативных переключений;
- экологические проблемы;
- правовые вопросы.

СПЕЦИАЛИСТАМ СЛУЖБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Анализ технико-экономических показателей эксплуатации электрических сетей

15–26 марта 2011 г.

- перспективы развития электроэнергетической отрасли;
- система технико-экономических показателей. Методики расчета и формы отчетности;
- лицензирование и промышленная безопасность;
- метрологическое обеспечение энергопроизводства;
- методы энергосбережения;
- анализ развития энергетики стран мира;
- работа с персоналом;
- расчет и анализ потерь электроэнергии;
- экологические проблемы;
- правовые вопросы.

СПЕЦИАЛИСТАМ ОТРАСЛИ

ЭЛЕКТРО

1–3 марта 2011 г.

г. Ростов-на-Дону, пр. Халтуринский, д. 103
(863) 267 04 33
www.expo-don.pp.ru

Организатор: ООО «Экспо-Дон»

Главная электротехническая выставка Юга России.

Основные разделы:

- электрическое оборудование, машины и аппараты;
- электростанции; трансформаторы и трансформаторные подстанции;
- электроэнергетические и энергосберегающие технологии;
- высоковольтное оборудование;
- низковольтная аппаратура;
- электроустановочные изделия; оборудование связи;
- автономные источники питания;
- нетрадиционные источники энергии;
- электромонтажное оборудование и инструмент;
- электроизоляционные материалы; аксессуары;
- новые технологии в электротехнике и энергетике.



Организатор: ЗАО «Экспоцентр»

Подписка на 2011 год

ТОЛЬКО ПОДПИСЧИКАМ:

- **гарантированное получение** всех выходящих номеров журналов
- **приглашение на мероприятия**, проводимые под эгидой журналов («круглые столы», конференции и т.д.)

Предложение действительно на период подписки

Вы можете оформить подписку на журналы «Энергоэксперт» и «Релейщик» через редакцию, отправив заполненную заявку удобным для Вас способом (по факсу (495) 228-60-05, e-mail mda@energyexpert.ru или почте по адресу: 125252, Москва, ул. Новопесчаная, д. 17/7, корп. 23), либо в любом почтовом отделении через подписной каталог.

По всем вопросам обращайтесь к менеджеру по подписке – тел. (495) 228-60-05

ПОДПИСКА ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ НА ЖУРНАЛЫ:



Количество экземпляров:

Подписной период (отметьте необходимое):

- ☐ Подписка на 2011 г. (6 номеров) – 3300 рублей
☐ Подписка на полугодие 2011 г. (3 номера) – 1650 рублей

Стоимость подписки включает НДС и цену доставки

Стоимость одного номера – 550 рублей

Подписка возможна с любого номера журнала



Количество экземпляров:

Подписной период (отметьте необходимое):

- ☐ Подписка на 2011 г. (4 номера) – 3400 рублей
☐ Подписка на полугодие 2011 г. (2 номера) – 1700 рублей

Стоимость подписки включает НДС и цену доставки

Стоимость одного номера – 850 рублей

Подписка возможна с любого номера журнала

Наименование организации:

Юридический адрес:

ИНН: [] КПП: []

Тел.: () Факс: () E-mail:

Контактное лицо (Ф.И.О.):

Информация для получения журнала по почте

Получатель журнала в организации (должность/отдел, Ф.И.О.):

Адрес для доставки:
(почтовый индекс) (почтовый адрес)

ПОДПИСКА НА ЖУРНАЛЫ В ПОЧТОВОМ ОТДЕЛЕНИИ:

	«Энергоэксперт»	«Релейщик»
Индекс по каталогу Агентства «Роспечать» 	72240	35789
Индекс по каталогу «Межрегиональное агентство подписки» 	11447	16755

СЧЕТ № 181

Поставщик, учредитель, издатель:

Закрытое акционерное общество «Издательский дом «Вся электротехника»

Адрес: 125252, Москва, Новопесчаная, д. 17/7, кор. 23, тел.: (495) 228-60-05

ИНН/КПП 7743626979/774301001

Платательщик:

ИНН/КПП:

№	Наименование товара	Единица измерения	Количество номеров	Цена за единицу без НДС	Сумма
1	Журнал «Энергоэксперт» – подписка на № 1, 2, 3, 4, 5, 6 /2011/	шт.	6	466,10	2796,61
Итого:					2796,61
Итого НДС:					503,39
Всего к оплате:					3300,00

Всего наименований 1, на сумму 3300.00

Три тысячи триста рублей 00 копеек

Оригиналы накладных и счетов-фактур высылаются.

Дополнительная информация – на сайте www.energyexpert.ru

Внимание! Обязательно укажите в графе «Назначение платежа» платежного поручения: № данного счета, юридический адрес, почтовый индекс и полный почтовый адрес платателя (подписчика), ФИО получателя журнала для доставки, контактный телефон.

Руководитель предприятия (Посошков В.И.)

Главный бухгалтер (Миронова Е.А.)

**Образец заполнения платежного поручения**

ИНН 7743626979	КПП 774301001		
Получатель ЗАО «Издательский дом «Вся электротехника» Тверское ОСБ №7982 г. Москва		Сч. №	40702810338040115349
Банк получателя Сбербанк России ОАО г. Москва		БИК	044525225
		Сч. №	30101810400000000225

Энергия не исчезает и не появляется вновь,
а переходит из одной формы в другую.

Энергия опыта, знаний и смелых решений преобразуется
в особую форму **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ**
электрооборудования от повреждений для надежной
и стабильной работы энергосистем.



Микропроцессорные устройства РЗА
сданы межведомственной комиссии,
рекомендованы РАО «ЕЭС России»
и ОАО «ФСК ЕЭС» к применению
на энергообъектах.

Все устройства сертифицированы,
выпускаются серийно и полностью
соответствуют требованиям
энергетиков.



428003, Чувашская Республика,
г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3
Тел./факс: (8352) 220-110
(многоканальный),
220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru

Научно-производственное предприятие «ЭКРА»
предлагает:

- РЗА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6-750 кВ
- РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ
- СИСТЕМЫ ПЛАВНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 3-10 кВ
- АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ
- ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ СВЯЗИ
- ПРОВЕРОЧНЫЙ КОМПЛЕКС OMICRON

НПП «ЭКРА» является предприятием полного цикла
и осуществляет:

- РАЗРАБОТКУ, ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНУЮ
ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- НАЛАДКУ, ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА



НАМ – 20 ЛЕТ!

20 лет мы предлагаем вам инновационные продукты и решения. Вместе с вами возрождаем инженерные традиции России, создавая технологии, востребованные и конкурентоспособные на мировых рынках. Вместе с вами мы инвестируем в развитие молодежи, восстанавливаем и сохраняем для потомков нашу Историю.

Мы выражаем слова искренней благодарности всем вам, наши уважаемые клиенты и партнеры! Спасибо за то, что 20 лет назад поверили в BV/TEL, а позже - и в новый для нас всех реклоузер. Спасибо, что все эти годы критиковали, спорили, давали советы и поддерживали. В диалоге и сотрудничестве с вами рождаются и совершенствуются инновационные продукты, воплощаются в жизнь нестандартные решения. И мы уверены, что только такое взаимодействие обеспечивает развитие и является залогом новых достижений.

Всегда ваша, «Таврида Электрик»