

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS

В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

6.2013

Содержание

Реформы в электроэнергетике

Анализ итогов реформирования РАО «ЕЭС России»
и оценка эффективности деятельности созданных на его базе структур
Доклад министра энергетики А. В. Новака на парламентских слушаниях
в Государственной Думе 06.11.13... 3

Кризисно-аварийная ситуация на энергетических объектах в России
Аналитический доклад Института глобализации и социальных движений
5 ноября 2013 г. 11

Энергетика стран СНГ

44-е заседание Электроэнергетического совета СНГ 26

Модернизация энергетического оборудования

О. С. Голоднова
Повышение безопасности эксплуатации турбогенератора с водородным
охлаждением путем автоматизации контроля газоплотности 30

Е. В. Романова, А. В. Денисова
Современные цифровые средства измерения:
проблемы и перспективы 37

Релейная защита и автоматика

О. Г. Захаров
Показатель надежности — требование на срабатывание 41

Учредители:

Минэнерго РФ,
ОАО «ФСК ЕЭС»,
Электроэнергетическая
ассоциация
«Корпорация Единый
Электроэнергетический
Комплекс»,
ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»,
НП «НТС ЕЭС»

Издается с сентября 2002 г.
Выходит 1 раз в 2 месяца

Редакционная коллегия:

А. Ф. Дьяков — главный редактор

С. К. Брешин — заместитель
главного редактора
А. Э. Голодницкий — заместитель
главного редактора
В. А. Баринов
А. М. Бычков
М. Ю. Воскресенский
Н. Ф. Кузнецов
Г. П. Кутовой
В. Е. Межевич
В. В. Молодюк
В. В. Нечаев
Э. М. Перминов
А. Б. Яновский
Я. Ш. Исамухамедов

Адрес редакции:
109044, Москва,
Воронцовский пер., г. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. (499) 268-36-26
vesti46@mail.ru
Подписано в печать 05.12.13
Формат 60×84 1/8
Печать офсетная

Редакторы:
Л. Л. Жданова
Н. В. Ольшанская
Верстка Т. А. Коровенковой
Отпечатано в типографии
издательства «Фолиум»,
127238, Москва, Дмитровское ш., 157

© ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2013

Анализ итогов реформирования РАО «ЕЭС России» и оценка эффективности деятельности созданных на его базе структур

Доклад министра энергетики А. В. Новака на парламентских слушаниях в Государственной Думе 06.11.13

В соответствии с темой парламентских слушаний, сегодня мы анализируем итоги реформирования электроэнергетической отрасли. Напомню, что цели реформирования были утверждены 526 постановлением Правительства в июле 2001 г. К ним относилось, в первую очередь, повышение эффективности функционирования электроэнергетики, а также обеспечение бесперебойного снабжения отраслей экономики и населения электрической энергией.

Для достижения поставленных целей 526 постановлением были определены соответствующие механизмы.

Отмечу, что все эти механизмы на сегодня реализованы.

Прежде всего, вертикально-интегрированная монополия РАО «ЕЭС России» была разделена по видам деятельности — генерация, передача и распределение электроэнергии, сбыт, оперативно-диспетчерское управление. Такое разделение позволило сделать более прозрачной работу каждого сектора электроэнергетики, а регулирование отрасли более эффективным.

Сформированы и работают оптовый и розничные рынки электроэнергии. В целом, с точки зрения мировой практики, модель российского рынка является одной из наиболее развитых. Хотя опыт работы последних лет показывает, что необходима ее корректировка.

Одним из механизмов достижения целей реформирования в 2001 г. было названо привлечение частного капитала в конкурентные виды деятельности — генерацию и сбыт электроэнергии. Этот механизм был реализован. Инвесторы были привлечены и в генерацию, и в сбытовые компании. К сожалению, не все инвесторы оказались добросовестными собственниками. Министерство энергетики и инфраструктурные организации рынков электроэнергии предприняли ряд мер, на сегодня ситуацию в целом можно назвать стабильной.

Что касается такого механизма как передача естественно-монопольных видов деятельности (сети, диспетчирование) под непосредственный контроль государства, то он также реализован.

Для реализации указанных целей в марте 2003 г. был принят федеральный закон «Об электроэнергетике», законодательно закрепляющий принципы организации электроэнергетической отрасли.

В течение последнего десятилетия нормы закона дорабатывались, но основополагающие принципы функционирования отрасли оставались неизменными.

Организационная структура отрасли была определена в 2003 г., так же как и технологическая основа функционирования электроэнергетики. Также были заложены принципы двухуровневого рынка (оптовый и розничные рынки).

В закон «Об электроэнергетике» неоднократно вносились изменения, по большей части уточняющего характера. Вместе с тем, был принят ряд принципиальных поправок, оказавших важное влияние на конфигурацию отрасли и рынков электроэнергии.

Так, в 2007 г. введен запрет на совмещение видов деятельности в отрасли (ФСК, СО ЕЭС разрешено приобретать электроэнергию только на собственные нужды). Кроме того, уточнены механизмы государственного регулирования и контроля, в том числе:

- определены параметры долгосрочного государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике;
- уточнены меры антимонопольного регулирования;
- установлена процедура конкурентного отбора мощности;
- законодательно закреплены основные положения функционирования розничных рынков;
- определены особенности правового статуса и полномочия организаций коммерческой инфраструктуры;
- определены рамки переходного периода реформирования в отрасли — либерализация.

В 2010 г. уточнены механизмы государственного регулирования цен (тарифов) в регулируемых видах деятельности, в том числе:

- необходимость возврата инвестированного капитала с учетом экономически обоснованного уровня доходности;
- возможность проведения государственного регулирования цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования;
- возможность проведения долгосрочного государственного регулирования цен (тарифов) для сетевых организаций с применением метода обеспечения доходности инвестированного капитала (RAB) и др.

организации, крупные потребители. На розничных рынках сбытовые компании и гарантирующие поставщики реализуют электроэнергию конечным потребителям.

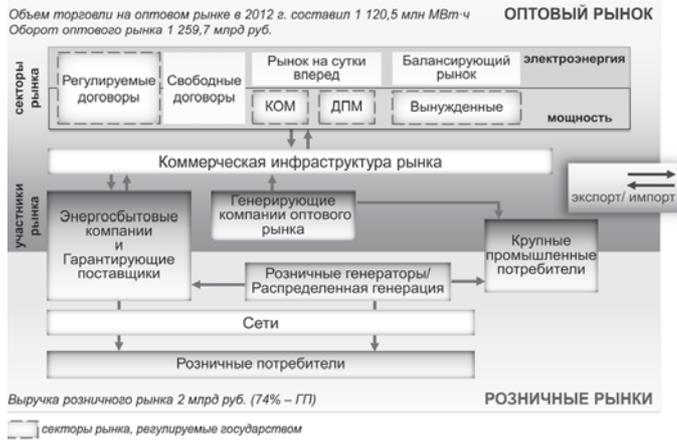


Рис. 3. Рынок электроэнергии — двухуровневая система

Контроль и регулирование работы рынков электроэнергии и мощности осуществляется с двух сторон: саморегулируемой организацией участников оптового рынка электроэнергии и мощности (НП «Совет рынка») на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, с одной стороны, и органами государственной власти на основании нормативно-правовых актов федерального и региональных уровней, с другой (рис. 4).

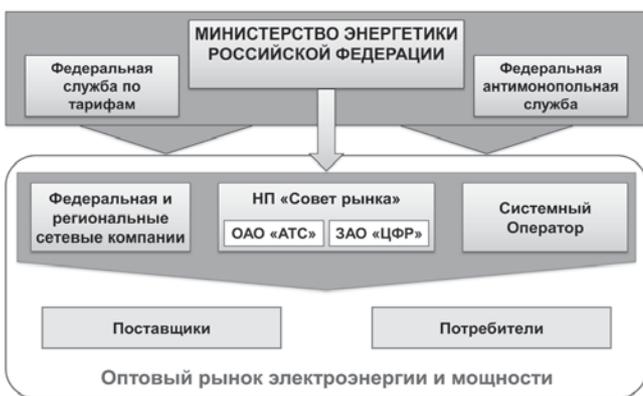


Рис. 4. Регулирование электроэнергетической отрасли

Основным органом управления Совета рынка является Наблюдательный совет, в который входят представители продавцов и покупателей электроэнергии, инфраструктурных организаций, федеральных органов исполнительной власти и Федерального собрания. Такой состав Наблюдательного совета

способствует поиску компромиссных решений, удовлетворяющих всех участников рынка.

Говоря об итогах проведенной реформы надо признать, что в короткий промежуток времени была изменена вся система отношений между потребителями, электроэнергетиками и государством, действовавшая в течении предыдущих десятилетий.

Наиболее важное системное достижение заключается в том, что электроэнергетика в результате реформы приведена в единую систему экономических условий, которая построена в России после реформ 90-х годов.

Для потребителей это означает, что улучшилась доступность и повысилась надежность энергоснабжения, прекратились веерные отключения, появилась возможность выбора различных «тарифных планов».

Для энергокомпаний это означает планирование и производство товара «электроэнергия» на основании рыночного спроса и предложения, экономические стимулы к повышению эффективности работы в условиях конкурентного рынка и получение средств на инвестиции из рыночных источников.

Построенная в результате реформы рыночная электроэнергетика создала целую группу современных экономических стимулов и новых возможностей для участников электроэнергетического рынка, предоставила новые источники для реализации инвестиционных проектов.

Для всех категорий потребителей заработали эффективные ценовые стимулы для управления своим энергопотреблением и для внедрения энергосберегающих технологий. Существенно упрощен и переведен на рыночные условия доступ к энергетической инфраструктуре. Повысилась эффективность управления за счет передачи части функций на уровень саморегулирования.

Вследствие развития электроэнергетики растет спрос на энергооборудование, появляются новые рабочие места.

В отрасль пошли иностранные инвестиции. Так, крупнейшими инвесторами в российскую энергетику стали финская Фортум, немецкая E.ON и итальянская Enel. Высокотехнологичные заводы по производству энергооборудования совместно с российскими партнерами открыли в России немецкая Siemens, французская Alstom, американская Джeneral Электрик и корейская Hyundai.

Одним из наиболее значимых результатов реформы российской электроэнергетики стал приход инвестиций в сектор производства электроэнергии и в сетевую инфраструктуру (рис. 5).

увеличении резервов мощности — снижение КИУМ на 3 процентных пункта, наблюдающееся с 2008 г. параллельно с ростом потребления, может означать только опережающее по сравнению с ростом потребления увеличение вводов мощностей.

Интенсификацией вводов генерирующих мощностей впервые за всю историю российской электроэнергетики удалось переломить тенденцию к старению основных фондов (рис. 8). В 2011–2012 гг. процесс увеличения возраста оборудования остановился. Предполагается, что процесс снижения среднего возраста основных фондов будет продолжаться за счет новых вводов и планового выбытия старого оборудования.



Рис. 8. Возрастная структура генерирующих мощностей (По данным ЗАО «АПБЭ»)

В целом аналогичную динамику мы наблюдаем и с реновацией сетевых активов. Вводы трансформаторного оборудования магистральных сетей электропередачи за пять лет с начала реформы выросли в 4,4 раза, ЛЭП — в 4 раза (рис. 9).

За 2008–2012 гг. ФСК и МРСК построено 115,6 тыс. МВ·А трансформаторной мощности и 98,8 тыс. км линий электропередачи. При этом в 2012 г. трансформаторной мощности введено более чем в 1,5 раза больше, чем в 2008 г., линий электропередачи — в 2 раза больше.



Рис. 9. Обновление основных фондов в сетях (По данным ОАО «ФСК ЕЭС»)

Постепенно улучшается ситуация с технологическим присоединением к сетям (рис. 10). Число заявок с 2009 по 2012 гг. выросло более чем вдвое, объемы подключенной мощности — в 2,3 раза.

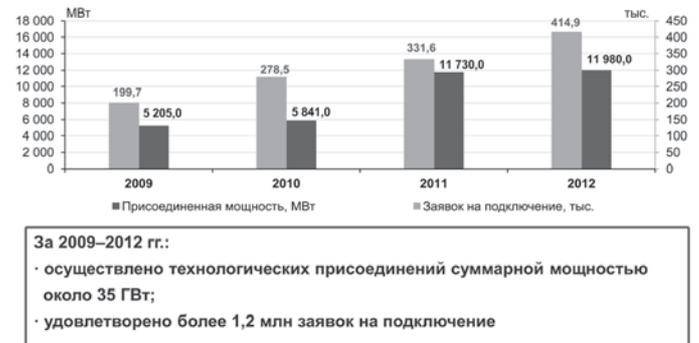


Рис. 10. Объемы технологического присоединения к сетям (По данным ОАО «Россети»)

В общей сложности за четыре года удовлетворены заявки на подключение потребителей суммарной мощностью около 35 ГВт.

В распределительном сетевом комплексе средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей с 2009 г. сократилась более чем вдвое (рис. 11).



Рис. 11. Показатели надежности электроснабжения потребителей

Число технологических нарушений на магистральных сетях снизилось с 2009 по 2012 г. более чем на 28%. Недоотпуск электроэнергии потребителям по итогам 2012 г. сократился на 4,8% по сравнению с 2009 г.

Число регионов высоких рисков, перечень которых ежегодно утверждается федеральным штабом по безопасности, сократилось с 8 до 6. При этом из числа регионов высоких рисков были исключены такие крупные энергосистемы, как Московская и Ленинградская.

Регулирование в электроэнергетике подразумевает, в первую очередь, обеспечение баланса

Учитывая, что на природный газ приходится более 2/3 выработки тепловой генерации и около половины выработки всей электроэнергии России в целом, можно констатировать, что рост цен на электроэнергию обусловлен главным образом удорожанием топлива, и в первую очередь — повышением тарифов на природный газ. Остальные факторы роста рынок частично компенсировал, поэтому рост цен на электроэнергию оказался ниже роста цен на топливо. Это говорит об эффективности работы рынка.

Сравнение со сходными по организации рынками электроэнергии в зарубежных странах демонстрирует, что в целом российские потребители, несмотря на длительный период роста цен, находятся в более выгодном положении. Цены на электроэнергию в России, как для населения, так и для прочих категорий потребителей, существенно ниже, чем в большинстве развитых стран (рис. 14). По ценам для населения Россия находится в лидерах.

Кроме того, Россия одна из немногих стран, где цены на электроэнергию для населения ниже, чем для промышленности, что обуславливает проблему «перекрестного субсидирования».

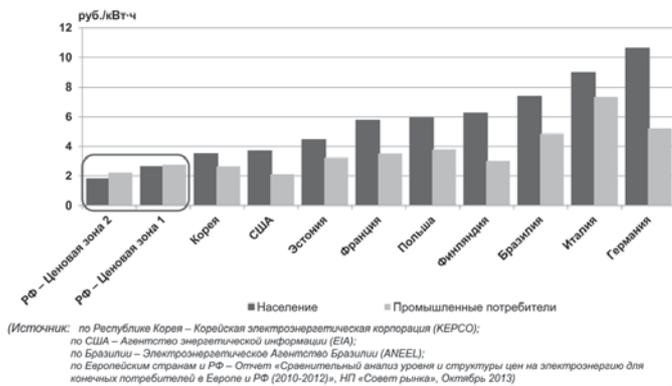


Рис. 14. Цены на электроэнергию для российских и зарубежных потребителей

Уважаемые депутаты! В заключение своего выступления я хочу акцентировать ваше внимание на тех проблемах электроэнергетики, которые мы считаем основными. Представлю также изменения в нормативно-правовую базу, которые при вашей поддержке помогут нам решить эти проблемы.

Одной из наиболее важных остается проблема перекрестного субсидирования в электроэнергетике (между группами потребителей, между теплом и электроэнергией при комбинированной выработке). Эта проблема имеет давнюю историю и не имеет быстрого решения. Мы должны действовать аккуратно, тщательно анализируя каждый свой шаг и взвешивая последствия принимаемых решений.

Хочу отметить, что совместными усилиями мы двигаемся в направлении решения этой проблемы. Буквально на днях Государственной Думой принят закон, направленный на ликвидацию перекрестного субсидирования и механизма «последней мили», за что я, пользуясь случаем, хотел бы поблагодарить присутствующих здесь депутатов.

Еще одна из задач, которую нам необходимо решить — это создание системы, обеспечивающей согласованность федеральных и региональных программ развития субъектов федерации. Планы регионального развития должны соответствовать их реализации. Нерешенность этой задачи не только негативно сказывается на выполнимости самих программ и планов, но и приводит к завышенным расходам потребителей и неэффективной реализации инвестиционных программ развития инфраструктуры.

Еще одна проблема связана с тем, что формирование конкурентной цены на оптовом рынке нивелируется на уровне регионального регулирования. Необходимо найти пути синхронизации планов энергетических компаний и планов регионального развития.

Основной задачей, решение которой позволит сформировать полностью конкурентную среду в электроэнергетике, является необходимость увеличения конкуренции на розничных рынках электроэнергии. Мы должны сформировать такие условия, при которых энергосбытовые компании начнут реально конкурировать в предоставлении своих услуг и получат мотивацию для повышения эффективности своей деятельности в борьбе за конечного потребителя.

В отношении инфраструктурных организаций нам предстоит серьезно поработать над снижением сложности контроля над затратами при формировании инвестпрограмм естественных монополий. При решении этой задачи мы рассчитываем получить конструктивную поддержку со стороны потребителей услуг естественных монополий, в том числе и на площадках Общественных советов, которые сейчас активно формируются при наших инфраструктурных организациях.

В блоке генерации у нас есть целый ряд приоритетных задач.

Одной из них является совершенствование процедур и регламентов, в соответствии с которыми неэффективная генерация может быть в приемлемые сроки выведена с рынка. Эффективное решение этой задачи позволит заметно снизить затраты потребителей на оплату дорогой электроэнергии, произведенной на устаревшем оборудовании, и в то же время оптимизировать затраты собственников генерирующего оборудования.

Кризисно-аварийная ситуация на энергетических объектах в России

Аналитический доклад Института глобализации и социальных движений

5 ноября 2013 г.

Экспертная группа:

Людмила Бычкова, руководитель; Борис Кагарлицкий; Василий Колташов; Ярослав Бутаков

Два десятилетия неолиберальных преобразований привели объекты российской энергетики в кризисно-аварийное состояние. Из года в год проблемы накапливались, но не решались. Ни «невидимая рука рынка», ни государство не остановили разрушительных процессов. В итоге кризис достиг критического уровня развития, и страна вошла в эпоху, когда угрозы легко могут обернуться катастрофами, а некогда единая энергетическая система полностью разрушиться.

1. Основные выводы

1) Изношенность инфраструктуры в России выросла до критического уровня: средний износ трубопроводов составляет 70–80%. Этот результат достигнут благодаря неолиберальным реформам.

2) Раздробление и приватизация единой энергетической системы поставили на первое место не энергетическую безопасность людей, а получение прибыли. Именно вульгарная рыночная стратегия привела отрасль в состояние постепенного распада.

3) Замена профессионалов-энергетиков на руководящих должностях менеджерами, не разбирающимися в технических вопросах, также сыграла значительную роль в развитии кризиса энергетики.

4) В среднем звене российской энергетики в 1990–2000-х годах проходило вымывание профессионалов. Продолжается отток кадров в поисках зарплаты в другие сферы, старые специалисты уходят на пенсию, взамен приходит мало молодежи, но и она также часто слабо подготовлена. Все это приводит к учащению аварий, вызванных «человеческим фактором».

5) Отсутствие единой системы мониторинга и ремонта. Вместо того, чтобы, как раньше, одна и та же организация вела объект долгое время, каждый раз устраиваются тендеры и приходят новые эксплуатационщики, вынужденные изучать объект с нуля.

6) Во многих регионах (например, в Твери) уже несколько лет подряд не проводятся гидравлические испытания (опрессовка) трубопроводов перед началом отопительного сезона. Или же, в связи с большой изношенностью инфраструктуры, часто в результате опрессовки трубопроводы прорываются. Много таких случаев отмечено в Санкт-Петербурге.

7) Отсутствует стройная экономическая система — инженерные сети приватизированы, деньги на ремонт изыскиваются из тарифов, этих денег постоянно не хватает, что является обоснованием для повышения тарифов.

8) Так как постоянно повышать тарифы невозможно, изыскиваются различные завуалированные схемы, ярким примером которых являются вводимые в настоящее время «социальные нормы»: до определенного уровня энергопотребления тариф ниже, сверх него — тариф выше ныне установленного. Так как уложиться в «социальный лимит» практически невозможно, это означает, что за электричество (а в перспективе и за тепло) мы будем платить еще больше (между тем как уже сейчас мы платим за 1 кВт·ч в 3–5 раз больше себестоимости).

9) В кризисе находится производство энергетического оборудования. Уральский турбинный завод заказов получает очень мало, Калужский турбинный завод куплен «Силовыми машинами», в результате часть сотрудников была сокращена, а часть вынуждена переехать работать в Санкт-Петербург. Зачастую заказчики при проектировании новых мощностей и замене изношенных установок предпочитают западное оборудование. Кроме того, впервые в истории западная компания (Alstom) спроектировала и построила блок ТЭЦ в России (ТЭЦ-26 в Москве). До этого к услугам западных специалистов отечественной энергетике прибегать не приходилось.

10) При сохранении сегодняшних тенденций все популярнее будет автономное энергоснабжение: люди по возможности станут обзаводиться собственными генераторами и тепловыми пунктами. Это явный регресс, и, разумеется, такая возможность будет далеко не у всех, так что многие могут столкнуться с перспективой остаться без света и тепла.

2. Введение: приватизационный путь к проблемам

Для России — страны с большой территорией и холодным климатом — энергетика является одним из краеугольных камней экономики. В советское

В действительности интенсивность отказов имеет тенденцию к росту. Например, в условиях Москвы наблюдается постепенный рост с темпом отказов, равным 0,0015 случаев на 1 км в год², а при наступлении периода старения он резко возрастает, т.е. характер распределения отказов меняется.

При наступлении этого периода требуется реконструкция или полная замена трубопроводов, иначе затраты на устранение отказов превысят разумные пределы. В связи с этим возникают задачи по прогнозу затрат на аварийно-восстановительные работы и прогнозу ущерба от аварии, а также оценки состояния теплосети или ее участка (перехода в стадию старения).

Прогноз затрат

Годовые затраты, руб/год, по устранению аварийных отказов на теплосетях можно представить выражением

$$Y = a_1 N \tau_b + a_2 N + 2a_3 N (L_1 + |x - A|) / v, \quad (1)$$

где τ_b — длительность устранения отказа, ч/отк;

a_1 — стоимость 1 ч работ аварийной бригады, руб/ч;

a_2 — ущерб от перерыва в подаче тепловой энергии, руб/отк;

a_3 — стоимость 1 ч перемещения аварийной бригады к месту аварии (отказа), руб/ч;

x — координата места повреждения трубопровода на теплотрассе, км;

$|x - A|$ — модуль разности координат точек x и A на теплотрассе;

v — скорость перемещения аварийной бригады, км/ч;

N — число отказов в год на теплотрассе длиной L , отк/год;

$$N = \lambda n L, \quad (2)$$

здесь λ — интенсивность отказов на трубопроводах, отк/км год; n — число ниток трубопроводов теплотрассы;

L_1 — путь аварийной бригады от постоянного места дислокации до теплотрассы (произвольной точки A на теплотрассе), км.

4. Взгляд на ситуацию глазами чиновников на примере Красноярского края

Итак, методика расчета затрат на ремонт аварийных участков трубопроводов имеется.

На практике все сложнее. Возьмем, например, Красноярский край. 15 января 2012 г. радио

«Комсомольская правда» в Красноярске взяло интервью у А. Матюшенко, депутата Заксобрания, бывшего главы «КрасКома», и заместителя руководителя департамента городского хозяйства администрации Красноярска А. Островского¹. Поводом послужила трагедия, случившаяся на другом конце страны: в Брянске провалился в коллектор и погиб ребенок. А. Островский прокомментировал ситуацию так: «У нас порядка 50 км заменяются. Меняются там, где потенциально есть возможность аварии. В последние 2–3 года стала использоваться диагностика сетей, которая позволяет выявить проблемы в тех местах, где <аварий> не ожидается. По тепловым сетям изношенность составляет порядка 30%. По водопроводно-канализационным — около 40%. В Красноярске все инженерные компании — частные. Все работы они выполняют в объемах тех средств, которые у них формируются в результате получения денег за тариф, за их счет формируются программы».

А. Матюшенко дал следующий комментарий: «Должен быть надзор со стороны служб, которые эксплуатируют сети. Но бывают случаи, когда вроде бы на новом участке, но при некачественно выполненных строительных работах, может произойти незапланированное повреждение из-за гидравлического удара в сетях. Существуют методы диагностирования тепловых сетей. Тепловые сети, отслужившие нормативный срок — 25 лет — должны подвергаться обязательной диагностике на предмет гарантированного обеспечения в зимний период [При этом (см. выше): фактический срок эксплуатации трубопроводов составляет треть от расчетного — *экспертная группа*]. Сказать, что все 100% таких сетей диагностируются и в Красноярске, не могу, потому что это нереально. Все регулируется тарифом, который рассчитан на качественные сети. Все дефекты и неприятности в сетях тариф не учитывает. Ремонт производится только за счет тарифа, но если говорить об объеме существующих сетей, нуждающихся в полной замене, то объем тарифа явно ниже. На тепловые сети обращали больше внимания, добавляли бюджетные деньги, чтобы обеспечить качественное теплоснабжение в зимнее время.

Сети примерно одинаковы по объемам износа, что водопроводные, что канализационные. Тепловые чуть лучше. Тариф ежегодно утверждается в том объеме, который реально может оплатить население. А если сказать, что за пять лет нужно переложить

¹ **Изношенность** тепловых сетей Красноярска составляет 30% // Радио «Комсомольская правда» Красноярск, эфир от 15 января 2012 г.

Во-вторых, приоритет минимальных цен при тендерах на ремонт устаревшего оборудования есть не что иное, как провокация приписок. В-третьих, в электроэнергетике важно знать историю предыдущих ремонтов, что нельзя обеспечить при смене подрядчиков. В-четвертых, квалифицированный шеф-персонал нужен не только во время плановых работ, но и при контроле текущего состояния оборудования. **Приглашение случайных подрядчиков и ангажированных посредников не позволяет обеспечить надежность.**

Наконец, оценка деятельности ремонтных организаций по стоимости отдельных плановых работ — это шаг назад от собственного и мирового опыта. Необходимы как минимум пятилетние договоры на техническое обслуживание с ответственностью за надежность и эффективность работы оборудования на весь межремонтный период.

За последние несколько лет почти на 10% упало число проведенных капитальных и средних ремонтов оборудования. Фактически несколько миллионов киловатт установленной электрической мощности ежегодно не проходит полноценного технического обслуживания, а значит, гарантировать их надежную работу нельзя.

Рейтинговое агентство «Тейдер», работающее с партнером IT Energy Analytics, на основании анализа, с учетом использования имитационной модели Mod En-gen, определило состояние основного оборудования электростанций ОГК и ТГК на начало 2009 г. Оказалось, что остатки паркового ресурса турбин до его продления или вывода из эксплуатации крайне незначительны. Для электростанций ОГК треть установленной мощности турбин имеют ресурс менее 10%, для электростанций ТГК в 10%-ной зоне находится более половины турбин (55,7%). Состояние генерации сегодня создает реальную угрозу энергетической безопасности страны.

Но ремонт не гарантирует надежности. Так, авария на Каширской ГРЭС (2003 г.) с полным повреждением турбогенератора 300 МВт произошла сразу после капитального ремонта. В 2009 г. энергоблок был так и не восстановлен.

В 2007 г. неоднократные повторные ремонты для устранения дефектов проводились в первый месяц эксплуатации: на Тюменской ТЭЦ-2, Кармановской, ВерхнеТагильской и Шатурской ГРЭС — по четыре останова на каждой электростанции; на Рефтинской, Томь-Усинской, Троицкой ГРЭС и ТЭЦ-26 Мосэнерго — по два останова¹, на Сургутской,

Каширской ГРЭС и Новосибирской ТЭЦ-5 — по одному останову. Общий срок повторных ремонтов этих энергоблоков в 2007 г. составил около 100 сут. **Это объективный показатель низкой квалификации персонала, неполноценного ремонта и некачественной инженерной диагностики.**

Второй важнейший фактор надежности — **уровень эксплуатации оборудования.** Безусловно, сохранение среднего и рабочего звена оперативного персонала позволяет считать, что положение в эксплуатации в целом лучше, чем в ремонте. Но насколько хорошо подготовлен персонал к выполнению основных эксплуатационных операций, знает ли он схемы и инструкции, внимателен ли он во время дежурства — эти характеристики операторов и руководителей энергокомпаний не могут быть объективны до тех пор, пока не происходит авария.

Последние 10 лет российской электроэнергетики — сплошная череда аварий, подобных которым в советской электроэнергетике не было. Вплоть до лета 2009 г. их произошло как минимум семь, в том числе крупнейшая — 25 мая 2005 г. в Москве.

Причем случилась авария не в зимний максимум нагрузок, не мгновенно — из-за удара молнии или взрыва, а в рабочее время, когда весь персонал электроподстанции и электросетей, так же как и руководство энергокомпании и энергохолдинга, были на рабочих местах. Из-за безграмотных действий (и бездействия) руководства при повреждении оборудования на электростанции и перегрузке ЛЭП московская энергосистема в течение долгих 35 ч и на глазах руководства отрасли буквально вползала в беспрецедентную катастрофу, подобной которой не было в истории нашей электроэнергетики. В зону отключения электроэнергии попали 6,5 млн человек в пяти регионах — Москве, Московской, Тульской, Калужской и Рязанской областях. Было полностью остановлено 12 электростанций и сотни электроподстанций напряжением от 35 до 500 кВ.

Столь тяжелая авария была не случайна. Ей предшествовала коренная ломка, которой подвергся, невзирая на мнение экспертов, стратегически важный для ЕЭС России единый столичный энергокомплекс. Он был разделен по видам бизнеса: генерация, транспорт, распределение, сбыт. Отдельные виды бизнеса в Московском регионе были дополнительно раздроблены между собственниками (в том числе генерация — на 4 части).

Всего, с учетом предприятий обслуживания, ОАО «Мосэнерго» было разделено на 12 частей. При этом было выделено и передано Системному оператору диспетчерское управление Мосэнерго. Генерирующая компания мощностью 12000 МВт

¹ В результате впервые в истории отечественной энергетики новый блок ТЭЦ-26 строила иностранная компания — франко-швейцарская Alstom.

6. Хроника аварий

а) Авария на Саяно-Шушенской ГЭС. Известный приморский кризис, оставивший половину края без электроэнергии, произошел в условиях, когда налицо было не устранение, а создание аварийной ситуации. Крупнейшая электростанция Дальнего Востока, которая обеспечивалась углем от разреза, расположенного на расстоянии всего 5 км, осталась без топлива. Фактически в течение месяца ежедневно из-за разбалансировки нагрузки и топливообеспечения снижались запасы угля, которые достигли уровня 5-часовой работы (норматив запасов снизился в 50 раз). Это привело к останову части котлов и аварийному отключению потребителей. Действенных мер по разгрузке электростанции или доставке топлива с других разрезов своевременно не было принято ни энергокомпанией, ни топ-менеджерами энергохолдинга.

б) Якутская авария, оставившая столицу Республики Саха в сорокаградусный мороз без электроэнергии, произошла из-за несогласованных действий диспетчеров. Однако оперативных действий энергохолдинга снова не последовало.

в) Авария на Урале с обесточением потребителей трех областей и двух ядерных объектов. Снова ошибки оперативного персонала, который не учел последствий ремонтных работ.

г) На Нижневартовской ГРЭС мощностью 800 МВт во время пуска нового энергоблока произошел беспрецедентный случай, когда повредились и трансформатор, и генератор, и турбина.

д) На Рефтинской ГРЭС мощностью 4 000 МВт, которая в советское время была образцом в эксплуатации и ремонте, произошло загорание масла и водорода из-за разрушения бандажного кольца генератора на энергоблоке 500 МВт с обрушением кровли.

е) Крупнейшая тепловая электростанция мира — Сургутская ГРЭС-2 — аварийное обрушение кровли из-за дефектов ремонта и отсутствия контроля за состоянием оборудования и здания (перегрузка конструкций ферм машзала льдом и снегом из-за парения клапанов).

ж) В декабре 2012 г. за три дня на всей территории России произошло около 30 аварий, приведших к отключению света¹.

Но самой страшной была авария 17 августа 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС. В результате аварии погибло 75 человек, оборудованию и помещениям станции был нанесен серьезный ущерб. Работа станции по производству электроэнергии

приостановлена. Последствия аварии отразились на экологической обстановке акватории, прилегающей к ГЭС, на социальной и экономической сферах региона. В результате проведенного расследования Ростехнадзор непосредственной причиной аварии назвал разрушение шпилек крепления крышки турбины гидроагрегата, вызванное дополнительными динамическими нагрузками переменного характера, которому предшествовало образование и развитие усталостных повреждений узлов крепления, что привело к срыву крышки и затоплению машинного зала станции².

Гидроагрегат № 2 был пущен 5 ноября 1979 г., первоначально на пониженном напоре и с временным рабочим колесом. 7 ноября 1986 г. гидроагрегат был введен в работу со штатным рабочим колесом. Нормативный срок службы гидротурбины заводом-изготовителем был установлен в 30 лет. Конструкция гидротурбин РО230/833-В-677 характеризуется рядом недостатков, одним из которых является наличие обширной зоны nereкомендованной работы; при нахождении гидроагрегата в этой зоне работа турбины сопровождается сильными гидравлическими ударами в проточной части и значительными шумами. В акте по принятию гидроузла в эксплуатацию, датированном 2000 г., отмечалась необходимость замены рабочих колес гидротурбин. Согласно программе технического перевооружения и реконструкции станции, замена рабочих колес гидроагрегатов планировалась с 2011 г.; в частности, в августе 2009 г. был объявлен конкурс на поставку нового рабочего колеса для одного из гидроагрегатов ГЭС.

Гидроагрегат № 2 проходил последний капитальный ремонт в 2005 году, его последний средний ремонт был проведен в период с 14 января по 16 марта 2009 года. После проведенного ремонта гидроагрегат был принят в постоянную эксплуатацию; при этом были зафиксированы повышенные вибрации оборудования, остававшиеся, тем не менее, в пределах допустимых значений. В ходе эксплуатации гидроагрегата его вибрационное состояние постоянно ухудшалось и в конце июня 2009 года перешло допустимый уровень.

Ухудшение продолжилось и в дальнейшем; так, к 8:00 17 августа 2009 г. амплитуда вибрации подшипника крышки турбины составляла 600 мкм при максимально допустимых 160 мкм; в 8:13, непосредственно перед аварией, она возросла до 840 мкм (рис. 1).

¹ [http://the-day-x.ru/okolo-30-avarij-privedshix-k-otklyucheniyu-sveta-proizoshlo-v-rf-za-3-dnya.html](http://the-day-x.ru/okolo-30-avarij-privedshix-k-otklyucheniyu-sveta).

² **Акт технического расследования** причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г.

7. Последствия катастрофы на Саяно-Шушенской ГЭС и анализ вероятности аварий в различных областях энергетики

На момент аварии в машинном зале станции находилось 116 чел., в том числе один человек на крыше зала, 52 чел. на полу зала (отметка 327 м) и 63 чел. во внутренних помещениях ниже уровня пола зала (на отметках 315 и 320 м). Из них сотрудниками станции были 15 чел., остальные являлись работниками различных подрядных организаций, осуществлявших ремонтные работы (большая часть из них — сотрудники ОАО «Саяно-Шушенский Гидроэнергоремонт»). Всего на территории станции (в том числе вне зоны, затронутой аварией) находилось около 300 чел. В результате аварии погибло 75 чел., пострадало 13 чел.

Авария оказала негативное воздействие на окружающую среду: масло из ванн смазки подпятников гидроагрегатов, из разрушенных систем управления направляющими аппаратами и трансформаторов попало в Енисей, образовавшееся пятно растянулось на 130 км¹. Общий объем утечек масла из оборудования станции составил 436,5 м³, из которых примерно 45 м³ преимущественно турбинного масла попало в реку. В целях недопущения дальнейшего распространения масла по реке были установлены боновые заграждения. Для облегчения сбора масла применялся специальный сорбент, но оперативно прекратить распространение нефтепродуктов не удалось. Пятно было полностью ликвидировано лишь 24 августа, а мероприятия по очистке прибрежной полосы планировалось завершить к 31 декабря 2009 г. Загрязнение воды нефтепродуктами привело к гибели около 400 т промышленной форели в рыбодческих хозяйствах ниже по течению реки.

Таким образом, на примере аварии на Саяно-Шушенской ГЭС наглядно видно воздействие аварий энергообъектов на экологическую обстановку в регионе. Опаснее всего с экологической точки зрения аварии как раз на гидроэлектростанциях и на атомных электростанциях. Что касается АЭС — здесь причина очевидна. Атомные электростанции обладают большим запасом надежности, но аварии на них приводят к радиационному заражению большой площади территорий, прилегающих к АЭС. Поскольку примеры Чернобыля и Фукусимы-1 наглядно показали всю катастрофичность пренебрежения техникой безопасности на атомных станциях, данную сферу все же стараются тщательно контролировать.

ГЭС — следующие по степени опасности, причем не только в случае аварий, но и при строительстве. Основной вред, причиняемый ГЭС, это затопление больших территорий, изменение биоценоза, с трудом просчитываемое воздействие на климат.

Теплоэлектростанции в экологическом плане гораздо безопаснее гидроэлектростанций. Преимущества ТЭЦ перед ГЭС заключаются в том, что для них не нужны гигантские водохранилища, кроме электроэнергии они вырабатывают и тепло, а также в относительной безопасности энергетического объекта, ибо даже при самой крупной и тяжелой аварии на ТЭЦ ее масштабы ограничиваются территорией самой станции, да и то не всей, потери электроэнергии и тепла компенсируются подключением резервных объектов, а зона разрушений после разборки поврежденных конструкций может быть готова к новому строительству без каких-либо ограничений.

8. Аварии на трубопроводах

Представляют экологическую опасность также аварии на трубопроводах теплосетей.

На пути трубопроводов, особенно большой протяженности, встречается много препятствий естественного и искусственного происхождения: водные преграды, транспортные магистрали, пересеченная местность (горная складчатость, холмы, овраги и т.д.), другие трубопроводы². Для их преодоления на трубопроводах делаются отводы, позволяющие повторять изгибы местности или возвышаться над препятствиями.

Аварии, происходящие на трубопроводах, в этих местах имеют наиболее опасные последствия, так как в случае выброса или разлива транспортируемый продукт может покрыть собой большие площади, поразив их и вызвав вторичные последствия аварии (взрывы, пожары, загрязнение и т.д.). Возможны также нарушения транспортного сообщения, энергоснабжения, функционирования предприятий. Серьезной проблемой при локализации и ликвидации последствий ЧС на трубопроводах при преодолении ими препятствий является затрудненность доступа к месту утечки. Если позволяют условия, то подъем к аварийному участку осуществляется с использованием специальной техники.

В данном случае не рассматриваются аварии нефтепроводов, но у аварий труб канализации и теплосетей есть своя специфика и свои опасности. Очевидно, что данные трубопроводы находятся в населенных пунктах, и их прорывы опасны

¹ <http://ria.ru/danger/20090820/181713721.html>

² Аварии на трубопроводах объектов экономики.

в геометрической прогрессии, а число аварий стало удваиваться через каждые два года, в среднем увеличившись за последние 6 лет в 10 раз. Как следствие, в разы увеличилась и мощность аварийных служб.

Реальные тепловые потери составляют от 20 до 50 % выработки тепла зимой и от 30 до 70 % летом, это подтверждается резким уменьшением необходимой выработки тепла при переходе на индивидуальные источники и замерами тепловых потерь на реальных тепловых сетях. Утечки теплоносителя превышают нормы, принятые в развитых странах, в миллионы раз».

В марте 2010 г. глава Минрегиона Виктор Басаргин заявил, что в 2009 г. доля тепловых сетей, выслуживших установленные сроки, увеличилась до 32,7 %, а по водопроводным сетям — до 43,9%¹. По его словам, ветхость основных фондов вызвана недостаточными объемами инвестиций в отрасль. В свою очередь, как заявил Басаргин, обветшание фондов приводит к повышенной аварийности, и число аварий в отрасли возрастает. В 2009 г. в ЖКХ было вложено около 170 млрд руб. инвестиций, что составило менее 6 % оборота рынка услуг ЖКХ.

9. Системный энергетический кризис

Кроме того, многими аналитиками упускается следующий аспект. **В настоящее время производство энергетического оборудования в России практически исчезло.** В СССР было два крупнейших турбинных завода: Уральский (турбины большой мощности) и Калужский (турбины малой и средней мощности). В настоящее время первый испытывает большие проблемы в связи со старением персонала (молодежь не хочет идти на низкие зарплаты). А Калужский турбинный завод вошел в петербургский холдинг «Силовые машины». При этом слиянии часть сотрудников потеряла работу, а часть вынуждена постоянно или наездами работать в Санкт-Петербурге.

При этом отечественное оборудование заказчики выбирают редко, предпочитая турбины таких фирм как Siemens и Alstom, поскольку отечественная промышленность сильно отстала от западных аналогов. Например, парогазовые установки Alstom на 10 – 15 % по КПД превосходят отечественные ГТУ.

Таким образом, в отличие от советских времен, отечественная энергетика уже не является самодостаточной и независимой. В самих иностранных компаниях это прекрасно понимают. Так, в конце 2008 г. в своем пресс-релизе, посвященном тому,

что впервые в истории России блок теплоэлектростанции строит иностранная компания, представители Alstom писали: *On the outskirts of metropolitan Moscow, Europe's biggest city, a new chapter is being written in the development of the power industry of one of the continent's most inscrutable and fiercely nationalistic countries.* Можно согласиться, что технологическая изоляция страны — не самое лучшее явление, но если раньше энергетика от иностранного оборудования и проектировщиков не зависела, а теперь вынуждена прибегать к их помощи, это свидетельствует о регрессе отрасли.

В 2003 г. вышла книга «Царь-холод, или Почему вымерзает Россия» российского аналитика Сергея Кара-Мурзы (в соавторстве с С. Телегиным), в которой рассматриваются кризисная ситуация в теплоснабжении и перспективы реформирования отрасли. Авторы приходят к выводу, что либеральные реформаторы неспособны как создать новую систему теплоснабжения на рыночных началах, так и поддерживать работоспособность старой системы, унаследованной от СССР. Доктор экономических наук, заведующий лабораторией Института народнохозяйственного прогнозирования РАН Олег Пчелинцев высоко оценил выводы книги в работе «Инфраструктурные предпосылки реструктуризации региональной экономики».

В своей работе С. Г. Кара-Мурза, в частности, указывает на социальные предпосылки кризиса теплоснабжения: «Суть различий можно выразить так: одна часть исходит из убеждения, что такие большие системы, как теплоснабжение, складываются исторически и обладают большой инерцией. Они связаны с другими сторонами нашей жизни множеством невидимых нитей, и потому не могут быть быстро переделаны согласно волевому решению, каким бы гениальным оно ни казалось. Другая часть уверена, что такие системы создаются логически, исходя из той или иной инженерной или экономической доктрины. Если где-то есть другая, лучшая модель, то ее можно срисовать и переделать собственную модель по этим чертежам. Или вообще "заменить" систему, как меняют автомобиль».

Поскольку этот тип мышления возобладал и в партийно-государственной верхушке, его господство в СМИ стало тотальным и открытого диалога с взаимной коррекцией позиций между двумя частями общества не возникло. Именно в лоне евроцентристского механистического мышления сложилась доктрина, а потом и программа реформ в СССР и РФ. Вся она проникнута отрицанием, вплоть до ненависти, практически ко всем институциональным матрицам советского жизнеустройства — от армии до детских садов. Философия реформ

¹ Большинство коммунальных аварий связано с недостатком инвестиций в ЖКХ // РИА Новости, 16 марта 2010 г.

Такова объективная реальность, которая является результатом исключительно действий и бездействия той власти, которая с 1991 г. проводит эту «рыночную реформу». Иных причин этой техносферной катастрофы не существует.

Надо подчеркнуть, что нынешнее критическое состояние технической базы теплоснабжения уже имеет именно **объективный** характер и не может измениться в лучшую сторону само собой или под влиянием действий в сфере идеологии, расстановки кадров, форм собственности и т.д. Вышли из-под контроля процессы, подчиняющиеся **законам движения материи** (снижение прочности и разрывы труб в результате коррозии). Законы эти были известны экспертам правительства досконально, и никакой неожиданности результат принятых правительствами реформаторов решений не представлял. Взять эти процессы снова под контроль можно только действиями в материальной сфере — в сфере труб, задвижек, насосов и котлов.

Зимой 2002/2003 гг. крупные аварии и отказы теплоснабжения произошли в 30 регионах РФ. Вслед за этим прошла серия интенсивных совещаний, после которых руководство правительства и Госстроя РФ, представители администрации президента РФ сделали заявления, которые в совокупности представляют план действий в области теплоснабжения. План этот сводится к следующему:

- полное разгосударствление теплоснабжения и его перевод на рыночную основу — передача ЖКХ в ведение местных властей, установка счетчиков тепла, прекращение дотаций ЖКХ как отрасли, полная оплата тепла его потребителями (с дотациями небольшому числу крайне неимущих граждан);
- реформа РАО ЕЭС с приватизацией генерирующих тепло предприятий (ТЭЦ); либерализация цен на энергоносители с доведением их до мирового уровня;
- переход от централизованного теплоснабжения к индивидуальному (домовым или поквартирным котельным).

Таким образом, главные два пункта программы целиком посвящены изменениям в сфере обращения и полностью игнорируют состояние материально-технической базы существующей системы теплоснабжения. Никакого импульса к восстановлению технической системы эти два пункта не содержат.

Третий пункт прежде всего означает, что реформаторы принципиально отказываются от восстановления и дальнейшего содержания той реально единственной системы теплоснабжения, которой располагает Россия и которая находится при последнем издыхании. Иными словами, действий по

срочному ремонту изношенных теплосетей ни государство, ни собственники производственной базы страны предпринимать **не будут**.

Это — главный смысл плана действий в материально-технической сфере. Взамен, исключительно в качестве утешения тем избирателям, которые просят «навеять им сон золотой», жителям предлагается покупать и устанавливать в своих жилищах индивидуальные отопительные устройства согласно своей покупательной способности.

Никаких заявлений о намерении правительства принять финансовое участие в создании новой технической системы сделано не было. Не было приведено и расчетов ее стоимости — для страны и для каждого отдельного индивида, как не сказано было и о возможных сроках реализации этой программы и о том, как будет организовано отопление жилищ в «переходный период».

В действительности предложение гражданам ставить себе «поквартирные мини-котельные» в экономическом и техническом плане есть полная нелепость и служит лишь недобросовестной отговоркой, чтобы уйти от объяснений с обществом по существу проблемы. Правительство решило подсластить пилюлю.

В заявлениях некоторых официальных лиц вскользь было сказано, что индивидуальные отопительные системы можно, разумеется, установить только на строящихся домах, а имеющийся жилой фонд для этого не приспособлен. Это значит, что ежегодно на новую систему теплоснабжения сможет в лучшем случае переходить лишь около 1% существующих ныне жилищ, — квартиры, купленные представителями состоятельного меньшинства. Остальные жилища практически остаются без надежного теплоснабжения.

Из всего этого следуют два вывода относительно теплоснабжения и как абсолютно необходимой системы жизнеобеспечения населения, и как **институциональной матрицы** жизнеустройства России. Одной из тех матриц, которые реформаторы посчитали несовместимыми с тем общественным строем, что они пытаются установить в РФ. Выводы эти таковы:

а) система хозяйства и управления, созданная в ходе реформы, не позволяет ни собрать ресурсы, ни организовать производственные усилия, достаточные для того, чтобы построить и пустить в ход новую систему теплоснабжения, альтернативную советской системе и обеспечивающую теплом население страны в тех же масштабах, что и советская;

б) создание новой, рыночной **институциональной матрицы** в сфере теплоснабжения оказалось **невозможным**.

учитываться различные факторы, такие как степень обострения ситуации с «милей», число крупных промышленных объектов в регионе, запасы топлива на территории, число электронагревателей и электроплит и т.д.

В нескольких областях эта система уже действует. Так, в Забайкалье и Владимирской области механизм был введен еще в 2005—2006 гг. Однако о результатах касательно перекрестного субсидирования эксперты говорить не спешат, по крайней мере, конкретных цифр никто не озвучивает. Значит, хвастаться особенно нечем. Правда, сейчас уже говорят, что в некоторых регионах эффекта от отмены перекрестного субсидирования заметно не будет. Зато отзывов местного населения о недостаточности введенной нормы в избытке. Здесь властям приходится балансировать между двумя крайностями. Если снизить норму потребления и повысить тариф, население окажется в еще более тяжелой ситуации. Если поднять потребление и снизить тарифы, кто будет компенсировать потери поставщикам ресурсов, как генераторам, так и сетевикам? Ведь «мили»-то уже не будет!

Введение нового режима на всей территории РФ планируется с 2014 г. Получается, у властей всего полгода на окончательную разработку норм и тарифов. Реально ли успеть в подобные сжатые сроки провести инвентаризацию плит и котлов, рассчитать экономически обоснованные тарифы и норму потребления так, чтобы в нее укладывалось 70% населения? Даже если предположить, что такая работа будет проведена до начала 2014 г., опасения вызывают размеры административных расходов. Поэтому сами «сбыты» признают, что не выиграют от нововведения. Таким образом, часть дополнительной выручки от повысившихся выплат населением (а они наиболее вероятно повысятся) будет «съедена» инфляцией и новыми административными издержками.

Что насчет генерирующих компаний и МРСК? На настоящий момент в среднем доля генерации в тарифе равняется 55%, а доля распределительного комплекса составляет около 26%. Если дополнительные доходы от повышенных выплат населения будут частично компенсировать инфляцию, рост себестоимости производства электроэнергии, снижение тарифов для промышленности, а также возмещение выпадающих доходов МРСК, то говорить о заметном росте выручки компаний сектора не приходится. Также не стоит забывать о системе льгот, которая действует для малоимущего населения, составляющего около 14% по итогам 2012 г. Это значит, что, несмотря на введение новой системы, они будут по-прежнему платить только определенный процент

от тарифа, следовательно, эффект для энергетиков опять же снижается.

Так выглядит ситуация глазами энергетиков. С точки зрения простых потребителей все еще хуже. Типичный комментарий: «Цифры без эмоций... Свет, телевизор, холодильник, стиральная машинка, вынуждены (особенно осенью и весной) пользоваться обогревателем и иногда включаются другие электрические приборы: фен, утюг и т.д. Итого за месяц август — 250 кВт·ч. От чего нам надо будет отказаться?»

Поэтому все популярнее становятся индивидуальные тепловые пункты, мини-ТЭЦ (для предприятий и, например, коттеджных поселков) и дизель-генераторы. Пока еще подобное автономное энергоснабжение скорее популярно в производственной сфере, но при сохранении статус-кво следует ожидать роста спроса на энергетическую автономность и в частной сфере.

Второй аспект — последствия возможных катаклизмов.

Первое, что можно спрогнозировать — отток жителей из населенных пунктов, проблемных в плане тепло- и электроснабжения. Впрочем, опустение сельской местности началось давно и уже практически закончилось, и вызвано оно не только этими причинами.

Ситуация в крупных городах при неблагоприятном развитии событий может повторить ситуацию Владивостока 1990-х годов: постоянные перебои с теплом, электричеством и водоснабжением. Поскольку ставить ИТП, бензогенераторы и насосы в квартирах невозможно, люди будут как-то выкручиваться и приспосабливаться. Собственно, местами уже есть такое: периодически можно видеть репортажи о людях, живущих в аварийном жилье с отсутствующими или столь же аварийными коммуникациями. Но масштаб данного явления пока не так велик.

При неблагоприятном развитии событий, существуют два варианта. Первый — жесткий контроль крайне ограниченных ресурсов. Электричество, вода и отопление подаются несколько часов в день (или же подаются бесперебойно, но по таким тарифам, что люди не смогут себе позволить пользоваться ими в полном объеме). Второй — полный отказ государства от социальных обязательств даже в нынешнем виде инвестиций и помощи МЧС. Тогда каждый будет решать вопрос снабжения своей семьи ресурсами исходя из собственных возможностей. В домах состоятельных людей (частных или в особо привилегированных ТСЖ) будут свои котельные и генераторы, остальные будут зависеть от воли случая.

И тогда роль будут играть уже не технологические, а социально-психологические факторы.

О прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств — участников СНГ на 2014 — 2018 гг.

О проектах Плана организационно-технических мероприятий по подготовке и проведению Международных соревнований оперативного персонала электростанций, электрических и тепловых сетей и организационных правовых документов по подготовке и проведению соревнований.

О присвоении Почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» и награждении Почетной грамотой Электроэнергетического совета СНГ.

По всем вопросам были приняты соответствующие решения.

По предложению Азербайджанской Республики очередное 45-е заседание Электроэнергетического совета СНГ состоится в г. Баку 23 мая 2014 г., а по предложению Украины — 46-е заседание ЭЭС СНГ в Автономной Республике Крым в сентябре 2014 года.

Методические рекомендации по определению и согласованию значений отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии от планового, обусловленных параллельной работой энергосистем

<p><i>СОГЛАСОВАНЫ</i> решением КОТК Протокол № 27 от 16–18 сентября 2013 г.</p>	<p><i>УТВЕРЖДЕНЫ</i> Решением Электроэнергетического совета СНГ Протокол № 44 от 1 ноября 2013 г.</p>
---	---

1. Общие положения

1.1. Параллельная работа энергосистем связана с возникновением отклонений фактических значений сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы от плановых значений.

1.2. Настоящий документ предназначен для использования организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах.

1.3. Настоящий документ устанавливает принципы и рекомендации по определению и согласованию максимального значения отклонения фактического сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы от планового, обусловленного

технологическими особенностями параллельной работы энергосистем, для любого часа планируемого периода.

1.4. Порядок ввода в действие «Методических рекомендаций по определению и согласованию значений отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии от планового, обусловленных параллельной работой энергосистем» (далее — Методические рекомендации) устанавливается Электроэнергетическим советом СНГ по представлению Комиссии по оперативно — технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (далее — КОТК).

1.5. Настоящие Методические рекомендации, при необходимости пересматриваются КОТК.

2. Термины и определения

Для целей настоящего документа используются следующие термины:

Сальдо межгосударственных перетоков электрической энергии (мощности) энергосистемы (далее — сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы) — алгебраическая сумма перетоков электрической энергии (мощности) по межгосударственным линиям электропередачи, входящим в межгосударственное сечение энергосистемы.

Плановый почасовой график сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы — график почасовых средних значений электрической энергии, планируемой к передаче через межгосударственное сечение, составляемый отдельно на каждые календарные сутки (в течение каждого часа значение мощности принимается постоянным).

Фактическое сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы — почасовые объемы электрической энергии, перемещенной через межгосударственное сечение.

Внешний небаланс мощности энергосистемы (далее — внешний небаланс) — временно возникающее нарушение баланса активной мощности в энергообъединении, вызывающее отклонение частоты от номинального значения на $\pm 0,20$ Гц.

Внутренний небаланс мощности энергосистемы (далее — внутренний небаланс) — нарушение баланса активной мощности в энергосистеме, вызванное отключением наиболее мощного энергоблока или узла электропотребления энергосистемы, которое должно быть скомпенсировано этой энергосистемой (с учетом технологических особенностей ее работы в составе энергообъединения).

Энергообъединение — объединение параллельно (синхронно) работающих энергосистем стран СНГ, стран Балтии и Грузии.

в параллельно работающих энергосистемах.

4.2. Согласование и утверждение значений отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы от планового, обусловленных параллельной работой энергосистем, осуществляется в рамках двух- и многосторонних документов, регламентирующих параллельную работу энергосистем.

4.3. Определение значений отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы от планового, обусловленных параллельной работой энергосистем, осуществляется с учетом особенностей работы каждой из энергосистем на основании составляющих, изложенных в разделе 3 настоящих Методических рекомендаций.

4.4. Значения отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии энергосистемы от планового, обусловленных параллельной работой

энергосистем, могут быть пересмотрены по взаимному согласию сторон двух- и многосторонних документов, регламентирующих параллельную работу энергосистем.

4.5. Любая из организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, в энергосистеме которой произошли изменения структуры генерации и потребления, а также существенных условий работы энергосистемы в синхронной зоне может инициировать пересмотр установленных значений отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии данной энергосистемы от планового, обусловленных параллельной работой энергосистем.

*Прегсегатель Исполнительного
комитета ЭЭС СНГ
Е. С. Мишук*

Правительство РФ скорректировало порядок технологического присоединения

В порядок льготного технологического присоединения потребителей к электрическим сетям внесены изменения. С 24 октября с.г. действует Постановление № 915 «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», которое подписал премьер-министр РФ Дмитрий Медведев.

Отныне подключить объект к электросетевой инфраструктуре по льготной ставке 550 руб. до 15 кВ физическое или юридическое лицо сможет только 1 раз в 3 года в границах муниципальных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов федерального значения. Такая мера должна помочь пресечению использования льготы в коммерческих целях. Например, в ОАО «МОЭСК» нередко были случаи, когда один и тот же заявитель приносил до 700 заявок, получал по всем льготы, а затем продавал участки по рыночной цене.

Внесенные поправки также уточняют порядок подключения к электросетям жилых и нежилых помещений, расположенных в многоквартирных домах.

Жилые помещения подключаются по заявке управляющей организации, а нежилые может подключить как владелец, так и арендатор. При этом необходимо предоставить решение общего собрания собственников дома или управляющей организации на проведение линии.

Изменения коснулись и расчета стоимости подключения к электросетям членов садоводческих, дачных, гаражных и иных некоммерческих объединений. Согласно поправкам общая стоимость работ по технологическому присоединению в таком случае не может превышать 550 руб. в расчете на каждого члена объединения.

Как отметил заместитель генерального директора по технологическому присоединению и развитию услуг Александр Пятигор, «за 9 мес текущего года в МОЭСК поступило 63 399 заявок, из них 56 422 заявки от льготных категорий потребителей, что составило 89%. По объективным оценкам, установленная льготная ставка в 550 руб. многократно ниже капитальных вложений, необходимых для присоединения соответствующей категории потребителей. Важно, чтобы эти льготы получили именно те, кто реально в них нуждается. Именно этому и способствуют принятые изменения правил техприсоединения».

Обнаружение утечки водорода

Неожиданно возникшая утечка водорода обнаруживается по сигналу о снижении давления водорода в корпусе ТГ. Место утечки определяется обычно осмотром и, если утечка невелика и не возникло возгорания, не всегда достаточно быстро. Дополнительным признаком может быть сильный шум (свист) от струи водорода в машинном зале. Скорость снижения давления водорода при утечках различна. При аварийных остановах ТГ из-за значительных утечек водорода скорость снижения давления в корпусе ТГ в ряде случаев превышала 1000 кПа/ч [5]. На три порядка меньшая скорость снижения давления водорода соответствует максимально допустимой 5%-ной суточной утечке водорода, например при избыточном давлении 0,5 МПа — 1,25 кПа/ч.

Требования нормативных документов не способствуют быстрому выявлению утечек водорода. Согласно Типовой инструкции [1], при понижении давления водорода ниже предельно допустимого значения персонал должен, прежде всего, принять меры к восстановлению давления водорода. Затем, при продолжении снижения последнего — выяснить и устранить причины утечки водорода, «обратив особое внимание на выводы генератора, уплотнения вала, торцевые щиты, вентили газовой системы и т. д.; проверить работу регулятора уровня гидрозатвора».

В случае же «внезапного резкого падения давления водорода в корпусе ТГ с выбросом большого количества водорода в машинный зал и его возможным возгоранием с угрозой перехода в пожар», Типовая инструкция [1] рекомендует персоналу «отключить турбину кнопкой аварийного отключения со срывом вакуума; не дожидаясь останова ТГ, приступить к сбросу водорода из корпуса генератора в атмосферу и подаче инертного газа в корпус генератора» (п. 17.2, табл. 10 в [1]).

Анализ Правил эксплуатации [2, 3] в части требований к персоналу в аналогичной ситуации показывает, что четкое требование аварийного отключения турбоагрегата установлено для случаев «воспламенения масла на турбоагрегате, турбогенераторе или водорода на турбогенераторе», «появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора» (п. 10.4.4.29 в [2] и п. 4.4.29 в [3]), но отсутствует для резкого падения давления водорода в ТГ. Вместо этого, одним из условий, когда согласно п.12.3.30 в [2] и 4.4.30 в [3] «турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый главным инженером электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы) ...», является условие «обнаружения недопустимой концентрации

водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса генератора».

Если утечка водорода не сопровождается его воспламенением и (или) сигналом о недопустимой концентрации водорода, то опасность утечки определяется только расходом водорода, который практически невозможно сравнить оперативно с известной нормой расхода (суточная утечка водорода 5%). Таким образом, в [2, 3] заложена возможность запаздывания действий персонала при резком падении давления водорода.

Правила пожарной безопасности [7] также не требуют аварийного отключения ТГ при падении давления водорода (п. 5.2.13), хотя предусматривается немедленный аварийный останов в случаях «течи масла ... с угрозой растекания и воспламенения масла», «воспламенения масла», «возникновения пожара».

Как ускорить выявление утечек водорода и оценку их опасности? Анализ аварий ТГ показывает, что в целях раннего выявления утечек водорода следует контролировать не только давление водорода в корпусе ТГ, но и скорость его снижения V_h вследствие утечек, поскольку резкое возрастание V_h свидетельствует о начале развития аварийной ситуации.

Наличие на ТЭС и АЭС вычислительных средств и аппаратуры АСУ ТП позволяет автоматизировать контроль не только давления водорода и расхода его (это уже делается на ряде электростанций), но и скорости снижения давления V_h , и сравнивать этот показатель с уставкой, заданной на основании опыта эксплуатации.

Автоматизация контроля скорости снижения давления водорода

Назначение автоматизации — оперативный анализ динамики изменений газоплотности ТГ по показателю газоплотности V_h , выдача сигнала при выходе показателя V_h за пределы аварийной или предупредительной уставок, регистрация и хранение информации. Задача не связана непосредственно с технологическим управлением.

Алгоритм контроля газоплотности включает обработку текущих значений давления водорода и определение показателя газоплотности V_h , выдачу сигнала или (и) необходимой информации оперативному и административно-техническому персоналу электростанции. Информация используется для принятия решений, например:

- о проверке системы контроля параметров;
- о проверке узлов газомасляной системы;

инициативно (отладка программы или другая производственная необходимость). При первом запуске вводится таблица констант, используемых в алгоритме, проводится конкретизация и уточнение основных констант применительно к данному ТГ.

Описание алгоритма автоматизированного контроля газоплотности по показателю Vh приведено в приложении. Структурная схема алгоритма представлена на рис. 1.

Основные этапы предлагаемого алгоритма:

- ввод и предварительная обработка входных параметров;
- ✓ проверка достоверности временных параметров d и t , в том числе проверка отсутствия обратного хода («движения вспять») по отношению к предыдущему моменту времени;
- ✓ проверка достоверности и допустимости значений давления водорода PG путем сравнения с заданными граничными значениями PG_1 , PG_2 и минимально допустимым значением PG_{min} ; анализ недостоверных параметров не допускается;
- расчет показателя газоплотности V — изменения давления водорода в единицу времени — последовательно для каждого Δt ;
- исключение ситуаций с $V \leq 0$, т.е. с повышением PG ;
- сравнение показателя газоплотности V с заданными уставками: максимальной (аварийной) V_{max} и минимальной (предупредительной) V_{min} ;
- процедура исключения случайного сбоя в цикле из нескольких последовательных измерений; уточнение результата сравнения показателя газоплотности V с уставками;
- расчет показателя газоплотности V_h , вышедшего за пределы уставок, % номинального давления в час;
- обновление параметров и возврат к началу алгоритма;
- вывод выходной информации в виде звукового или (и) светового сигнала, а также сообщения в следующих ситуациях:
- ✓ недостоверность входных данных;
- ✓ пониженное давление водорода;

- ✓ выход показателя газоплотности V за пределы заданных уставок;
- регистрация сообщений об указанных ситуациях, а также текущих значений показателя газоплотности V_h , контролируемых параметров;
- выдача регистрируемой информации на печать и на дисплей либо по запросу в виде бланка для заданного промежутка времени, либо в составе протокола с заданной периодичностью, например ежемесячно, ежесуточно;
- вывод по запросу таблицы констант для корректировки;
- архивация регистрируемых параметров, выдаваемых сообщений.

Сигнал о выходе показателя газоплотности V за пределы максимальной (аварийной) уставки может быть использован в схемах технологических защит для отключения ТГ от сети — по согласованию с завод-изготовителем ТГ и проектной организацией.

При ремонтах с вытеснением водорода задача останавливается и возобновляется после заполнения корпуса водородом. При ремонтах без вытеснения водорода прерывание задачи не требуется.

Температура водорода при расчете показателя газоплотности V не учитывается, поскольку речь идет о быстрых процессах, в то время как температура водорода внутри ТГ при вращении ротора быстро меняться не может.

Выбор уставок для показателя газоплотности

Рассматривая в качестве предельно допустимой утечки водорода — 5% газового объема турбогенератора в сутки [1–4], можно считать нормативом скорость снижения давления водорода в ТГ — 5% номинального значения абсолютного давления в сутки, или 0,2083%/ч. Рассчитанные по этому нормативу показатели газоплотности V_{hN} для различных номинальных значений давления водорода $P_{ном}$ приведены в табл. 1.

Обычно давление водорода в ТГ поддерживается в пределах от нижнего допустимого значения ($P_{ном} - 20$) кПа до верхнего допустимого значения ($P_{ном} + 20$) кПа, т.е. изменяется не более, чем на 40

Таблица 1. Нормативные показатели газоплотности

Абсолютное давление $P_{ном}$ в корпусе, кПа	Падение давления (соответствующее 5% объема газа), кПа	Показатели газоплотности V_{hN}			
		кПа/мин	кПа/с	%/мин	%/ч
600	30	0,02083	$3,471 \cdot 10^{-4}$	0,00347	0,2083
400	20	0,01388	$2,313 \cdot 10^{-4}$	0,00347	0,2083
300	15	0,01041	$1,735 \cdot 10^{-4}$	0,00347	0,2083

Приложение. Описание алгоритма контроля показателя газоплотности V — скорости падения давления водорода в турбогенераторе

Входная информация

Таблица П1. Перечень входных параметров

Обозначение	Параметр	Датчик	Класс точности	Периодичность, Δt , с	Шкала измерения
PG	Текущее значение избыточного давления водорода (аналоговый сигнал), кПа	САПФИР 22 ДИ*	1,0	До 10	От 0 до $1,2PGN^{**}$
t	Текущее время суток, ч:мин:с	—	—	—	—
d	Дата проведения измерений, число:мес:год	—	—	—	—

* Датчик может быть другого типа с соответствующими шкалой и классом точности.

** PGN — номинальное значение избыточного давления водорода

Таблица П2. Таблица констант

Обозначение	Значение	Параметр
Основные константы		
PGN	—	Номинальное избыточное давление водорода (вводится перед началом работы алгоритма), кПа
k_1	1,5	Коэффициент для определения верхней границы достоверности значений давления водорода
k_2	0,05	Коэффициент для определения нижней границы достоверности значений давления водорода
V_{\max}	—	Максимальная (аварийная) уставка показателя газоплотности, кПа/с
V_{\min}	—	Минимальная (предупредительная) уставка показателя газоплотности, кПа/с
i	0	Признак начала алгоритма
j_{\max}	2	Максимальное число измерений в цикле проверки случайного сбоя
Дополнительные константы		
PG_1	$PGN \cdot k_1$	Верхняя граница достоверности значений давления водорода, кПа
PG_2	$PGN \cdot k_2$	Нижняя граница достоверности значений давления водорода, кПа
PG_{\min}	$PGN \cdot 20$	Минимально допустимое значение избыточного давления водорода, кПа
j	Текущий параметр	Номер очередного измерения в цикле проверки случайного сбоя
V_j	Текущий параметр	Текущее значение показателя газоплотности, кПа/с
q	$36 \cdot 10^4$	Коэффициент приведения V , кПа/с к номинальному давлению и к заданному промежутку времени; $q = 36 \cdot 10^4$ — для 1 ч, % с/ч
V_h		Приведенный показатель газоплотности, вышедший за пределы уставок, %/ч
P_1	Текущий параметр	Давление водорода, соответствующее моменту времени T_1 , кПа
P_2	Текущий параметр	Давление водорода, соответствующее моменту времени T_2 , кПа
T_1 и T_2	Текущий параметр	Последовательные моменты времени $T_2 > T_1$, ч: мин: с
Δt	Текущий параметр	Периодичность опроса параметров; $\Delta t = T_2 - T_1$, с
DD	Текущий параметр	Дата начала работы, регистрации или выдачи данных, год: число: месяц
TT	Текущий параметр	Время начала цикла обработки параметров, ч: мин: с
TT_0	24:59:59	Критерий достоверности времени, ч: мин: с

Блок 6

Выдача звукового или (и) светового сигнала о наступлении событий, указанных в таблице 3.

Выдача сообщений о недостоверности входных данных (табл. 3):

$C0d$ — при выполнении условия в блоке 1 — $d < DD$,

$C0t$ — при выполнении условий в блоке 1 — $t > TT_0$, или $t < TT$,

$C0p$ — при выполнении условий в блоке 1 — $PG > PG_1$ или $PG < PG_2$;

переход к А (блок 1).

Выдача сообщения $C1$ — «Пониженное давление водорода» при выполнении условия в блоке 1 $PG < PG_{min}$; переход к Б (блок 1).

Выдача сообщения $C2$ — «Недопустимая утечка водорода» при выполнении условия в блоке 3 $V \geq V_{max}$; переход к блоку 7.

Выдача сообщения $C3$ — «Повышенная утечка водорода» при выполнении условия в блоке 4 $V \geq V_{min}$; переход к блоку 7.

Примечание 2: выдача сигналов и сообщений $C1$, $C2$ и $C3$ производится параллельно с работой алгоритма, которая продолжается в блоках 1–8.

Блок 7

Приведение показателя газоплотности V , вышедшего за пределы уставок, к номинальному давлению водорода и к заданному промежутку времени:

$$Vh = qV / PGN.$$

Регистрация показателей V_h и V , значений давления водорода и времени $P_1; P_2; T_1; T_2$.

Выдача параметров $DD, P_1; P_2; T_1; T_2; V$ и V_h по запросу на печать и дисплей.

Регистрация сообщений (из блока 6).

Архивация регистрируемых параметров, выдаваемых сообщений.

Составление и выдача отчета за требуемый период (таблица, график).

Блок 8. Обновление значений параметров:

$$P_1 = PG; T_1 = t; TT = t; DD = d; j = 0.$$

Переход к блоку 1.

Современные цифровые средства измерения: проблемы и перспективы

Е.В. Романова, директор по основному производству, маркетингу и продажам ОАО «Электроприбор», канд. техн. наук

А.В. Денисова, специалист по маркетингу ОАО «Электроприбор»

В настоящее время контрольно-измерительные приборы являются необходимой и неотъемлемой частью практически любого производства. Нет такой области техники, в которой не использовались бы измерительные устройства. В данной статье мы рассмотрим нишу электрических измерений. В современном мире происходит постоянное их развитие и усовершенствование.

В своем развитии электроизмерительные приборы прошли эволюцию от простых амперметров и вольтметров до сложных многофункциональных приборов, контролирующих все параметры сети и нагрузки. На сегодняшний день в эксплуатации на отечественном рынке находятся два основных класса исполнения приборов — аналоговые (стрелочные) и цифровые.

У стрелочных приборов довольно долгая и давняя история. Самый первый такой прибор был изобретен еще во второй половине XIX века. Дойдя до наших дней, такие приборы получили широкое распространение, в первую очередь благодаря удобству, простоте эксплуатации и устойчивости к внешним воздействиям.

Сейчас классические стрелочные приборы стали заменять цифровыми электроизмерительными

приборами, которые могут измерять до нескольких десятков электрических параметров и передавать их по линии связи по стандартным протоколам на различные серверы, контроллеры и диспетчерские пункты. Цифровые модели имеют ряд существенных преимуществ. Так, показания цифрового прибора характеризуются высоким уровнем точности и чувствительностью, широким диапазоном измерений, автоматическим установлением полярности и пределов, цифровым представлением отсчета.

Стремительное развитие современной микропроцессорной техники предоставило возможность конструкторам объединить функции контроля и измерения в едином приборе, в результате чего даже самый простой цифровой прибор был наделен функциями ввода/вывода дополнительных

средства измерений будут без затрат интегрироваться в существующую систему, а оснащение метрологической службы позволит проводить регулярные калибровки.

В большинстве случаев, к сожалению, во главу угла ставится закупка цифровых приборов, и невидимая часть вопросов, связанных с заменой приборов так и остается без внимания. К таким вопросам, в первую очередь, относятся вопросы обеспечения процесса модернизации одобрением проектных организаций, а также возможности производителя или поставщика обеспечить в будущем рост функциональных характеристик приборов и их способности решать «нестандартные задачи».

В результате несистемных закупок в разы увеличиваются затраты на обслуживание приборного парка, не говоря уже об адаптации разных приборов в существующую систему сбора данных — в некоторых случаях совместная работа измерительных приборов различных производителей может приводить к нестыковке показаний оборудования и неадекватным действиям персонала.

Решение здесь одно — подготовка системной программы по обновлению приборного парка, в котором предусмотрены все «невидимые» вопросы.

Наиболее подходящим вариантом в этом случае будет выбор универсального многофункционального устройства для измерения всех основных параметров трехфазной трех- или четырехпроводной электрической сети.

В подобных многофункциональных устройствах, кроме метрологических функций по точному измерению данных параметров, должны быть реализованы следующие коммуникационные функции:

- 1) дискретные входы — для осуществления функций телесигнализации;
- 2) дискретные выходы — для решения задач телеуправлению через внешний блок, например, по CAN;
- 3) релейные выходы — для осуществления задач «включить», «отключить», «блокировка»;
- 4) стандартные типы интерфейсов:
 - RS485 протокол ГОСТ Р МЭК 870–5–1–95 ModBus RTU, (до трех каналов);
 - Ethernet, пр. 10Base-T ГОСТ Р МЭК 60870–5–104–2004;
 - CAN;
 - USB 2.0;
 - протокол передачи данных МЭК 61850.
- 5) журнал регистрации событий;
- 6) возможность изменения коэффициентов трансформации;
- 7) часы реального времени (RTC) учёт хронометрических данных (текущее время, дата) и т.д.

Практика применения цифровых многофункциональных устройств

За несколько лет, которые многофункциональные средства измерения получили широкое распространение как на объектах ОАО МРСК, ОАО ФСК, так и у ведущих производителей энергооборудования.

В качестве примеров можно привести несколько предприятий — представителей энергетической отрасли, которые проводят работы по модернизации сетей системно и ставят перед собой цель не просто закупку цифровых приборов, а именно модернизацию средств измерений и оптимизацию затрат на их обслуживание:

1) сетевая компания Татарстана имеет 5-летнюю программу модернизации подстанций, основными целями которой является перевод в цифровой формат всех измерений и объединение в единую сеть более 400 подстанций на территории республики, а также оптимизация затрат на обслуживание установленных средств измерений.

Результатом реализации этой программы в 2010–2013 гг. стало объединение в сеть 118 подстанций, вывод из эксплуатации более 10 000 аналоговых устройств и как следствие сокращение затрат на обслуживание в 20 раз;

2) по аналогичному пути пошло подразделение МРСК Урала — ОАО «Пермэнерго» после изучения опыта коллег из Татарстана, на сегодняшний день оцифровано уже около 30 подстанций. Анализируя положительный опыт системных программ по обновлению приборного парка, становятся очевидными следующие преимущества:

- существенно сокращается количество измерительного оборудования, что приводит к повышению надежности и качества системы в целом и, как следствие, сокращению обменного фонда;
- такая модернизация подкреплена типовым проектным решением;
- использование однотипного оборудования позволит облегчить его метрологическое обслуживание, за счет оснащения им лабораторий.

Что дальше?

В последнее десятилетие в нашей стране вводятся новые стандарты к качеству электроэнергии, а значит, к современным средствам измерений предъявляются все новые требования.

Продолжением уже существующих простых цифровых и многофункциональных приборов

Показатель надежности — требование на срабатывание

О.Г. Захаров

В разделе 3.6 нормативного документа [1] приведены два показателя надежности цифровых устройств релейной защиты, в названии которых использованы слова «требование на срабатывание»:

- средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования) [2];
- параметр потока ложных срабатываний устройства в год (при отсутствии требования) [3].

Эти два показателя можно встретить практически во всех работах по надежности цифровых устройств релейной защиты, а также в других работах, например посвященных надежности пожарных извещателей [4].

Для первого из них в документе [1] рекомендуется выбрать одно из двух значений: 10^{-5} или 10^{-6} .

Для второго в этом же документе рекомендованы иные значения, отличающиеся на порядок: 10^{-6} или 10^{-7} .

Примечательно, что рекомендованное значения для второго из рассматриваемых показателей приведено и в стандарте [5], но представляет собой значение совсем другого порядка — 0,0011/год.

Выбирая любое из рекомендованных значений того или иного показателя и фиксируя их в технических условиях на изделие [6, 7], разработчик и производитель должны предусмотреть методику оценки их фактических значений.

Обычно достигнутые значения показателей определяют при контрольных испытаниях на надежность, однако в нормативной и технической литературе отсутствуют какие-либо методики определения рассматриваемых показателей, что делает невозможным их оценку применительно к цифровым устройствам релейной защиты.

Прежде чем предложить методики оценки этих показателей, основанные на информации, получаемой от потребителей, эксплуатирующих цифровые устройства релейной защиты, рассмотрим сами показатели подробнее.

Первый из двух рассматриваемых показателей, характеризует совмещение двух независимых событий:

- отказ устройства (событие A);
- требование на срабатывание (событие B).

Если вероятность отказа цифрового устройства зависит от его надежности, то возникновение требования на срабатывание определяется характеристиками энергосистемы, в которой это устройство эксплуатируется.

Как известно [8], вероятность одновременного возникновения двух независимых событий может быть определена как произведение вероятностей каждого из этих событий:

$$P(AB) = Q(A) \cdot P(B), \quad (1)$$

где $Q(A)$ — вероятность отказа устройства; $P(B)$ — вероятность появления требования на срабатывание.

Из приведенной формулы следует, что данный показатель нельзя отнести к индивидуальным характеристикам надежности устройства, так как его значение зависит и от свойств системы, в которой используется цифровое устройство.

Для оценки вероятности отказа устройства $Q(A)$ воспользуемся результатами, изложенными в [9, 10].

Наработка на отказ, определенная по экспериментальным данным, полученным от организаций, эксплуатирующих цифровые устройства релейной защиты и автоматики, составила $T_0 = 125\,000$ ч. Вероятность безотказной работы устройства за первый год (8760 ч) эксплуатации при такой наработке на отказ находим по формуле:

$$P(A) = e^{-t/T_0} = e^{-8760/125000} = 0,932. \quad (2)$$

Для данного значения наработки на отказ график изменения вероятности безотказной работы приведен на рис. 1.

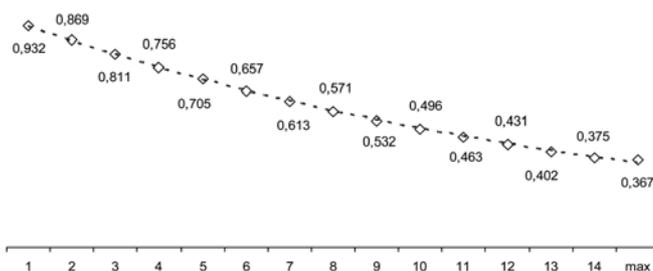


Рис. 1. Изменения вероятности безотказной работы устройств при $T_0 = 125\,000$ ч

Вероятность отказа устройства $Q(A)$ на первом году эксплуатации найдём по формуле для суммы противоположных событий:

$$Q(A) = 1 - P(A) = 1 - 0,932 = 0,068. \quad (3)$$

Если ориентироваться на заведомо наихудший случай и предположить, что при отказе устройства

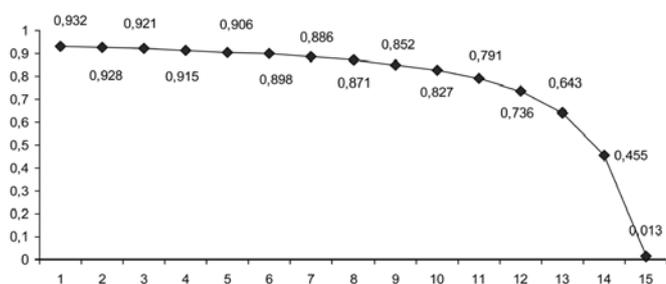


Рис. 2. Вероятность безотказной работы устройства в n -м году при $T_0 = 125\,000$ ч ($T_{01} = 14,23$ года)

Здесь необходимо ещё раз обратить внимание на то, что показатели $P(A)$ и $Q(A)$ характеризуют надёжность цифрового устройства, тогда как вероятность появления требования на срабатывание определяется характеристиками электрической системы, в которой установлены эти устройства. Именно эта особенность и делает неправильным включение показателя «средняя вероятность отказа в срабатывании устройства за год (при появлении требования)» в технические условия на цифровой блок релейной защиты [6, 7].

Второй из рассматриваемых в этом разделе показателей — «параметр потока ложных срабатываний устройства в год (при отсутствии требования)» — также характеризует совмещение двух независимых событий:

- ложное срабатывание устройства (событие C), которое зависит от надёжности устройства;
- отсутствие требования на срабатывание (событие D).

Если использовать терминологию, установленную в [5], то название этого показателя надёжности должно быть сформулировано так: параметр потока ложных срабатываний устройств w , где ложное срабатывание — срабатывание при отсутствии требований.

Данное определение термина лучше, чем используемое многими специалистами определение ложного срабатывания, как срабатывания при отсутствии короткого замыкания [11]. Если ограничиться последним определением, то из рассмотрения оказываются исключенными те алгоритмы защиты, автоматики и сигнализации, условия срабатывания которых не связаны с наличием или отсутствием короткого замыкания.

Подтверждением сказанного служит определение понятия «ложное срабатывание», приведенное в [12]:

«Ложное срабатывание — это срабатывание при отсутствии требования срабатывания для данного и для других устройств РЗА, а также передача

в этих же условиях сигнала на другое устройства РЗА, происходящее, как правило, из-за различных помех, механических воздействий на устройства РЗА, неправильных действий персонала и др.»

В некоторых работах по релейной защите, например в [11], ложное срабатывание наряду с излишним срабатыванием и другими неправильными действиями защиты, отнесены к **отказам** функционирования релейной защиты, что нельзя считать корректным.

Тем не менее, похожее определение понятия «ложное срабатывание» дано и в стандарте [13]:

«Ложное срабатывание — отказ объекта, работающего в сложном режиме, приводящий к включению его в работу при отсутствии требования на включение. Ложные срабатывания характерны как для быстродействующих, так и длительнодействующих управляющих систем, а также оборудования, выполняющего функции управления».

Как видно из процитированных определений, ложные срабатывания устройств могут происходить по разным причинам, далеко не всегда имеющим отношения к надёжности устройства релейной защиты.

Часть **внешних** причин обусловлена поступлением на различные порты¹ (рис. 3) устройства электромагнитных помех, на которые оно реагирует так, как если бы было сформировано требование **на срабатывание**.



Рис. 3. Порты устройства

Для исключения таких причин ложных срабатываний, устройства должны отвечать определенным требованиям по электромагнитной совместимости.

Например, в работе [14] рассмотрены требования к портам электропитания цифровых устройств, обеспечивающие их правильную работу в условиях тяжелой помеховой обстановки.

Даже если цифровое устройство отвечает всем требованиям по помехозащищенности, при

¹ Порт — граница между техническим средством (ТС) и внешней электромагнитной средой (зажим, разъем, клемма, стык связи и т.п.). Порт корпуса — физическая граница ТС, через которую могут излучаться создаваемые ТС электромагнитные поля или проникать внешние электромагнитные поля.

Новости электротехники. 2006. № 2 (38). // <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/38/13.php>

12. **Функции** релейной защиты и автоматики и основные требования, предъявляемые к этим устройствам // <http://relay-protection.ru/content/view/285/58/>.

13. **ГОСТ 26291–84 (СТ СЭВ 4334–83)**. Надежность атомных станций и их оборудования. Общие положения и номенклатура показателей. М.: Издательство стандартов, 1985.

14. **Захаров О. Г.** Требования к портам оперативного питания в технических условиях цифровых устройств релейной защиты. // http://rza.org.ua/article/read/Trebovaniya-k-portam-operativnogo-pitaniya-v-tehnicheskikh-usloviyah-tsifrovih-ustroystv-releynoy-zashchiti—Zaharov-O-G—_93.html.

15. **СТО 56947007–29.240.043–2010**. Руководство по обеспечению электро-магнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электро-сетевых объектов. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик». 2010.

16. **СТО 56947007–29.240.044–2010**. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик». 2010.

17. **Р 78.36.013–2002**. Рекомендации. Ложные срабатывания технических средств охранной сигнализации и методы борьбы с ними. М.: МВД РФ. 2002.

18. **Чернобровов Н. В., Семенов В. А.** Релейная защита энергетических систем. М.: Энергоатомиздат. 1998.

19. **Захаров О. Г.** Определение дефектов в релейно-контакторных схемах. М.: Росагропромиздат, 1991.

20. **Захаров О. Г.** Как не надо заземлять // <http://maximarsenev.narod.ru/Zazeml2.pdf>.

21. **Захаров О. Г.** Надежность релейной защиты: создание и разоблачение мифов // <http://relay-protection.ru/content/view/99/11>.

22. **ГОСТ 27.002–89. Надежность в технике**. Основные понятия. Термины и определения. М.: Издательство стандартов. 1991.

Строительство распределительной сети для олимпийского комплекса трамплинов

Специалисты группы компаний «Россети» продолжают работы по строительству распределительной сети классом напряжения 10 кВ для энергообеспечения спортивно-туристического комплекса «Горная карусель» и комплекса олимпийских трамплинов К-125 и К-95. Завершена прокладка очередного участка сети и в настоящий момент уже две кабельные линии из пяти готовы обеспечить надежное энергоснабжение ключевого объекта Олимпиады. Отметим, что реализация проекта идет в рекордно короткие сроки — в управление группы компаний «Россети» объект был передан лишь в июле этого года.

Построенная кабельная линия 10 кВ соединила распределительный пункт комплекса трамплинов и подстанцию «Поселковая» напряжением 220 кВ. При строительстве энергообъекта общей протяженностью 2900 м применен уникальный способ прокладки силового кабеля, который ранее не применялся нигде в России. Так как уклон трассы составляет 30°, и существует вероятность смещения грунта, для надежного крепления кабеля и удержания оползневых участков склона именно в Сочи впервые была применена технология анкерного крепления. Металлические стержни забурили глубоко в землю, на них установили облегченную конструкцию в виде решетки, а токоведущий кабель закрепили прямо

к ней, без использования железобетонного лотка.

При строительстве данного участка сети было проложено около 9 км кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена. Среди преимуществ данного вида изоляции отмечается существенно увеличенная пропускная способность, высокая прочность, малая масса, а также повышенная стойкость при работе в условиях перегрузок и коротких замыканий. Кроме того, изоляция не содержит масла, битума и свинца, что устраняет экологически неблагоприятные факторы.

Основная схема распределительной сети 10 кВ, обеспечивающей энергообеспечение спортивно-туристического комплекса «Горная Карусель» и комплекса трамплинов К-125 и К-95, предполагает строительство пяти линий электропередачи общей протяженностью более 15 км. Они свяжут между собой два независимых центра питания (подстанцию «Поселковая» напряжением 220 кВ и подстанцию «Лаура» напряжением 110 кВ) и распределительные пункты в основных зонах комплекса, расположенных непосредственно на территории проведения соревнований по прыжкам на лыжах с трамплина и в гостиничных городках на высоте 540 и 960 м над уровнем моря соответственно. Такая схема энергообеспечения обеспечит максимально возможную надежность работы сети.

электроэнергии и распределенная генерация», начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС», доктор техн. наук **Ю. Н. Кучеров**.

Ниже представлено основное содержание доклада.

1. СИГРЭ является крупнейшей профессиональной организацией, целью которой является содействие обмену информацией о развитии техники и технологий, оценка применяемых в разных частях мира технических условий/решений, постановка новых вопросов, а также сотрудничество с организациями по стандартизации. Организация основана в 1921 г. во Франции и насчитывает более 11000 членов (исследователей, ученых, инженеров, специалистов и менеджеров) из более 90 стран мира.

В составе СИГРЭ действуют 16 ИК, которые координируются Техническим комитетом, и около 300 рабочих групп. Кроме того, активная работа ведется на национальном уровне в 57 национальных комитетах (НК) СИГРЭ. Международные встречи организуются на регулярной основе и проходят в форме пленарного заседания — сессий (совместно с международной специализированной выставкой), симпозиумов по более узкой тематике, региональных встреч или мероприятий по инициативе национальных комитетов. Собственный журнал *Electra*, выходящий на двух языках с периодичностью 6 раз в год, освещает основную деятельность СИГРЭ. Активно развивается молодежное направление деятельности ИК СИГРЭ. Важным практическим результатом рабочих групп СИГРЭ является выпуск технических брошюр по актуальной тематике.

Члены РНК участвуют в деятельности всех 16 ИК СИГРЭ, при этом по семи ИК они являются представителями ОАО «СО ЕЭС» и его филиалов.

2. Среди специальных докладов на открытии Сессии, а также в рамках секции по большим

возмущениям в энергосистемах, можно выделить следующие актуальные темы.

Землетрясение в Японии 11 марта 2011 г. (доклад Tokyo Electric Power Company, Tohoku Electric Power Company).

Природный катаклизм привел к крупным разрушениям в стране, в том числе нанес урон инфраструктуре электроэнергетики. В результате развития чрезвычайной ситуации северная часть энергосистемы Японии была погашена, без электроснабжения осталось более 8,5 млн домов. Величина погашенной нагрузки оценивается в 17 ГВт, были повреждены и остановлены электростанции суммарной мощностью 28 ГВт. На первоначальное восстановление электроснабжения потребовалось 3 дня, однако веерные отключения потребителей продолжались в течение 17 дней.

Системная авария в Индии 30 и 31 июля 2012 г.

Дважды с интервалом в одни сутки объединенная энергосистема Индии разделялась на части с погашением отделившихся энергосистем на территории нескольких штатов. Поочередно был поставлен мировой рекорд по масштабу системной аварии — 30.07.12 в результате погашения энергосистемы Дели и большей части северной Индии без электроснабжения осталось свыше 300 млн человек, а 31.07.12 было погашено уже 48 ГВт нагрузки и половина населения страны (более 600 млн человек) осталась без электроснабжения.

В качестве основных причин аварии отмечается несколько факторов: ослабление межсистемных связей ввиду множественных вынужденных или плановых отключений ЛЭП; высокая загрузка межсистемной связи 400 кВ при незапланированных перетоках; недостаточная реакция диспетчерских центров штатов на команды региональных диспетчерских центров; ложное срабатывание дистанционного реле защиты ЛЭП.

Шифр ИК	Название исследовательского комитета
А	1 Вращающиеся электрические машины
	2 Трансформаторы
	3 Высоковольтное оборудование
В	1 Изолированные кабели
	2 Воздушные линии
	3 Подстанции
	4 Постоянный ток высокого напряжения и силовая электроника
	5 Системы защиты и автоматизация
С	1 Развитие энергосистемы и экономика
	2 Управление энергосистемой
	3 Влияние на окружающую среду
	4 Технические характеристики работы
	5 Рынки электроэнергии и регулирование
	6 Распределительные системы и распределенная генерация
D	1 Материалы и развивающиеся технологии испытаний
	2 Информационные системы и телекоммуникация