

ВЕСТИ ELECTRIC POWER'S NEWS В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

3.2009

Учредители:

Минэнерго РФ,
«Корпорация Единый
электроэнергетический
комплекс»,
ЗАО «НТФ «Энергопрогресс»
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
А.С.Некрасов
В.В.Нечаев
Э.М.Перминов
А.Б.Яновский
Я.Ш.Исамухамедов

Адрес редакции:
109044, Москва,
Воронцовский пер., д. 2,
ЗАО «НТФ Энергопрогресс»
Тел. 624-22-28
625-02-12
Факс: 625-98-03
vesti46@mail.ru
Подписано в печать 05.06.09
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., 58

@ ЗАО «НТФ Энергопрогресс»,
«Вести в электроэнергетике», 2009

Содержание

Информационные сообщения

Концептуальный подход к новой правовой базе международного
сотрудничества в сфере энергетики (цели и принципы) 3

Постановление Правительства РФ от 21 апреля 2009 г. № 334. «О внесении
изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации по во-
просам совершенствования порядка технологического присоединения
потребителей к электрическим сетям» 5

Изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской
Федерации по вопросам совершенствования порядка
технологического присоединения потребителей к электрическим сетям... 6

Постановление Правительства РФ от 10 мая 2009 г. № 411 «О внесении
изменений в правила функционирования розничных рынков
электрической энергии в переходный период реформирования
электроэнергетики» 19

Вопросы энергосбережения

В. В. Суднова

Режимы потребления реактивной мощности объектов электросетевого
хозяйства ООО «Газпромэнерго» (из опыта работы) 20

Мировой кризис и энергетика

В.Х. Ишкин

Антикризисное управление телекоммуникационным комплексом
в электроэнергетике 25

Релейная защита и автоматика

О.Г. Захаров

Комбинированные блоки питания. Характеристики входных цепей..... 28

В.И. Гуревич

Еще раз о надежности микропроцессорных устройств релейной защиты... 33

Перспективы развития электроэнергетики

Т.В. Новикова, Л.В. Урванцева, В.С. Шульгина

Системное обоснование размещения АЭС и крупных конденсационных электростанций 40

Материалы НТС

Результаты разработки и испытаний первого в России ВТСП-кабеля (длиной 30 м) и перспективы его использования в схемных решениях ТЭС и ГЭС 46

Изобретения в энергетике

С.А. Лесняк, С.В. Вялых

Ветродвигатель для ветряка 52

Информационная мозаика

Электростанции России в апреле 2009 г. выработали 78,6 млрд кВт·ч электроэнергии 54

Утверждены основные направления России в развитии возобновляемых источников энергии 56

Россия будет развивать возобновляемые источники энергии 56

Инвестиции в альтернативные источники энергии упали на 63% 57

Ветряные электростанции будут доступны каждому 57

В России построят уникальную энергоустановку 58

Первая плавучая АЭС появится в Северной столице 58

Первый Саммит Европейских регионов по вопросам энергетики 59

На журнал «Вести в электроэнергетике» можно подписаться в любом отделении почтовой связи (**Объединенный каталог АРЗИ 2009, том II: Российские и зарубежные газеты и журналы, подписной индекс 87667**) или через ЗАО НТФ «Энергопрогресс»: 105062, г. Москва, Воронцовский пер., д. 2. **ЗАО НТФ «Энергопрогресс».** Тел. (495) 911-73-24 (Алябьева Наталья Ивановна).

По вопросам размещения статей, рекламы и информационных материалов просим обращаться в редакцию журнала по тел. **(495) 624-22-28, 625-02-12, vesti46@mail.ru**

Концептуальный подход к новой правовой базе международного сотрудничества в сфере энергетики (цели и принципы)

21 апреля 2009 года

1. Будущей более устойчивой модели долгосрочного развития требуется современная, адекватная складывающимся условиям мировая система энергообеспечения.

2. Существующие двусторонние договоренности и многосторонние юридически обязательные нормы в области международных энергетических отношений оказались не способны предупреждать и разрешать конфликтные ситуации, что ставит вопрос о необходимости радикального совершенствования правовой основы мировой торговли энергетическими ресурсами.

3. Целесообразно создание нового универсального международного юридически обязывающего документа, сторонами которого, в отличие от существующей системы, построенной вокруг Энергетической хартии, станут все основные страны-производители (экспортеры), транзитеры и потребители (импортеры) энергоресурсов и который будет охватывать все аспекты глобального энергетического взаимодействия.

4. Новая система правовых актов в области энергетики должна быть:

- универсальной (применимой к отношениям между любыми странами);
- открытой (к ней могут присоединиться третьи страны);
- всесторонней (охватывать все аспекты энергетического взаимодействия);
- равноправной и недискриминационной (без дисбалансов в пользу отдельных категорий участников);
- не противоречащей соответствующим обязательствам в других международных документах;
- эффективной (должна включать действенный общий механизм реализации).

Основные принципы новой правовой базы глобального энергетического сотрудничества

В энергетических взаимоотношениях необходимо руководствоваться опытом выполнения Документов Энергетической хартии и подходами, зафиксированными в Декларации и Плане действий «Группы восьми» по обеспечению глобальной энер-

гетической безопасности, одобренными на саммите в Санкт-Петербурге в 2006 г.

Стороны должны осуществлять сотрудничество в сфере энергетики на основе следующих основных принципов:

- признание неделимости устойчивой глобальной энергетической безопасности и взаимозависимости всех участников мирового энергообмена;
- взаимная ответственность стран — потребителей и поставщиков энергоресурсов, а также транзитных государств за обеспечение глобальной энергетической безопасности;
- признание безопасности предложения (поставок) и спроса (прозрачный и предсказуемый сбыт) в качестве ключевых аспектов глобальной энергетической безопасности;
- безусловный государственный суверенитет над национальными энергоресурсами;
- обеспечение недискриминационного доступа к международным энергетическим рынкам, их открытие и развитие их конкурентного характера;
- охват всех видов энергии и энергоносителей и связанных с ними материалов и оборудования;
- транспарентность всех сегментов международных энергетических рынков (производства/экспорта, транзита, потребления/импорта);
- недискриминационное поощрение и защита инвестиций, включая осуществление новых инвестиций во все звенья энергетической цепочки;
- поощрение взаимного обмена активами энергетического бизнеса в рамках инвестиционной деятельности;
- обеспечение недискриминационного доступа к энергетическим технологиям и участие в передаче технологий;
- обеспечение возможности беспрепятственной доставки энергоресурсов на международные рынки, в том числе через транзитные системы;
- обеспечение технологической надежности всех элементов энергетической инфраструктуры, включая транзитные;
- обеспечение физической безопасности жизненно важной энергетической инфраструктуры;

- содействие осуществлению инфраструктурных проектов, имеющих важное значение для обеспечения глобальной и региональной энергетической безопасности;
- обязательность консультаций и координации энергетической политики и связанных с ней мер, в том числе в области формирования будущей структуры энергетических балансов, диверсификации энергоснабжения, регуляторных документов в области производства, торговли, транзита и потребления энергии, планирования и осуществления инфраструктурных проектов, оказывающих влияние на глобальную и региональную энергетическую безопасность;
- создание и совершенствование механизмов раннего предупреждения с участием поставщиков, потребителей и транзитных государств;
- повышение эффективности производства, переработки, транспортировки и использования энергоресурсов за счет инициатив, реализуемых на национальном и международном уровне;
- стимулирование широкого научно-технического сотрудничества в энергетике, включая вопросы альтернативных и возобновляемых источников энергии, повышения энергоэффективности и энергосбережения во всех звеньях энергетической цепочки;
- совместная работа по охране окружающей среды, предотвращению новых и борьбе с последствиями происходящих неблагоприятных климатических изменений;
- терминологическое и понятийное единство, создаваемых новым документом режимов (в том числе в области транзита — Приложение 1).
- принципы установления транзитных тарифов (объективность, разумность, прозрачность, недискриминационность, обоснованность затратами, комфортный налоговый режим);
- обязательства сторон соглашения обеспечивать выполнение обязательств по транзиту своими субъектами;
- неприемлемость непредусмотренного транзитными договорами прерывания или сокращения транзита, а также вмешательства в транзитные потоки;
- ответственность сторон за убытки, причиненные в результате невыполнения требований соглашения и транзитных договоров;
- механизмы координации действий сторон по оптимизации маршрутов транзита;
- систему органов (комиссий, формируемых на основе представительства сторон и авторитетных международных организаций), уполномоченных урегулировать чрезвычайные ситуации и действующих на принципах равноправного участия сторон;
- обязательность реагирования сторон на запросы партнеров и обязательства по обеспечению доступа экспертов сторон и органов по урегулированию конфликтов к транзитной инфраструктуре;
- предпочтительность дипломатических каналов урегулирования конфликтов перед судебными с возможностью разрешения споров в соответствии с арбитражным регламентом Комиссии ООН по праву международной торговли (ЮНСИТРАЛ);
- недопустимость оговорок к соглашению.

Приложение 1. Элементы соглашения о транзите

Интегральной частью новой системы документов должно стать новое соглашение о гарантиях транзита энергетических материалов и продуктов (перечень — Приложение 2), включающее в качестве неотъемлемой части договор, устанавливающий процедуру преодоления чрезвычайных ситуаций в данной сфере.

Целью соглашения является обеспечение надежного и бесперебойного транзита.

Соглашение определяет:

- основные термины, единообразное применение которых в транзитных договорах будет способствовать универсальному применению соответствующих правовых норм;

Приложение 2. Перечень энергетических материалов и продуктов

Ядерная энергетика.

Руды и концентраты урановые или ториевые.

Руды и концентраты урановые.

Руды и концентраты ториевые.

Элементы химические радиоактивные и изотопы радиоактивные (включая делящиеся и воспроизводящие химические элементы и изотопы), их соединения; смеси и остатки, содержащие эти продукты.

Уран природный и его соединения.

Уран, обогащенный ураном-235, и его соединения; плутоний и его соединения.

Уран, обедненный ураном-235, и его соединения; торий и его соединения.

Элементы радиоактивные, изотопы и соединения.

Использованные (отработанные) топливные элементы (твэлы) ядерных реакторов.

Тяжелая вода (оксид дейтерия).
Уголь каменный, газ природный, нефть и нефтепродукты, электроэнергия.
Уголь каменный, брикеты, окатыши и аналогичные виды твердого топлива, полученные из каменного угля.
Лигнит, бурый уголь, агломерированный или неагломерированный, кроме гагата.
Торф (включая торфянную крошку), агломерированный или неагломерированный.
Кокс и полуокс из каменного угля, лигнита или торфа, агломерированные или неагломерированные; уголь ретортный.
Газ каменноугольный, водяной, генераторный и аналогичные газы, кроме нефтяных газов и других газообразных углеводородов.
Смолы каменноугольные, лигнитовые, торфяные и прочие минеральные смолы, обезвоженные или необезвоженные, или продукты частичной дистилляции, включая восстановленные.
Масла и другие продукты высокотемпературной перегонки каменноугольной смолы; аналогичные продукты, в которых масса ароматических составных частей превышает массу неароматических (например, бензол, толуол, ксиол, нафталин, смеси прочих ароматических углеводородов, фенолы, масла креозотовые и прочие).
Пек и кокс пековый, полученные из каменноугольной смолы или прочих минеральных смол.
Нефть сырья и нефтепродукты сырье, полученные из битуминозных пород.

Нефть и нефтепродукты, полученные из битуминозных пород (за исключением сырьих).
Газы нефтяные и углеводороды газообразные прочие.
Сжиженные:

- газ природный;
- пропан;
- бутан;
- этилен, пропилен, бутилен и бутадиен;
- прочие.

В газообразном состоянии:

- газ природный;
- прочие.

Кокс нефтяной, битум нефтяной и другие остатки от переработки нефти, в том числе полученной из битуминозных пород.
Битум и асфальт природные; сланцы битуминозные или нефтеносные и пески битуминозные; асфальтиты и асфальтовые породы.
Смеси битуминозные, основанные на природном асфальте, природном битуме, нефтяном битуме, минеральных смолах или пеке минеральных смол (например, битуминозные мастики, асфальтовые дорожные покрытия).
Электроэнергия.
Другие виды энергии.
Древесина топливная в виде отрезков стволов, поленьев, сучьев, вязанок хвороста или аналогичных видах.
Уголь древесный (включая уголь, полученный из скорлупы или орехов), агломерированный или неагломерированный.

Источник: сайт Президента РФ

Правительство Российской Федерации Постановление от 21 апреля 2009 г. № 334

О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка технологического присоединения потребителей к электрическим сетям.

2. Федеральной антимонопольной службе разработать совместно с Министерством экономического развития Российской Федерации, Министерством энергетики Российской Федерации, Министерством промышленности и торговли Российской Федерации и Федеральной службой по тарифам и представить в трехмесячный срок в установленном порядке

в Правительство Российской Федерации проект акта Правительства Российской Федерации, предусматривающего совершенствование процедуры технологического присоединения к электрическим сетям энергетических установок, сетевых объектов и энергопринимающих устройств.

3. Министерству энергетики Российской Федерации разработать и утвердить в месячный срок формы модульных схем технологического присоединения энергопринимающих устройств юридических лиц или индивидуальных предпринимателей, максимальная мощность которых составляет до 100 кВт включительно (с учетом ранее

присоединенной в данной точке присоединения мощности) и технологическое присоединение которых предусматривается по одному источнику электроснабжения, а также энергопринимающих устройств физических лиц, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, и технологическое присоединение которых предусматривается по одному источнику электроснабжения.

*Председатель Правительства
Российской Федерации
В.Путин*

**Изменения,
которые вносятся в акты
Правительства Российской Федерации
по вопросам совершенствования порядка технологического
присоединения потребителей к электрическим сетям**

*Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 21 апреля 2009 г. № 334*

1. В Постановлении Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 4, ст. 282; 2005, № 7, ст. 560):

а) пункт 2 изложить в следующей редакции:

«2. Установить, что Федеральная антимонопольная служба и ее территориальные органы, Федеральная служба по тарифам и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в рамках своих полномочий осуществляют государственный контроль за соблюдением стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;

б) раздел II стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных указанным Постановлением, изложить в следующей редакции:

«II. Стандарт раскрытия информации организацией по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальными сетевыми организациями

11. Организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальные сетевые организации (далее — сетевые организации) помимо информации, предусмотренной пунктом 9 настоящего документа, размещают в открытом доступе на своем официальном сайте в сети Интернет следующую информацию:

а) условия договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии и типовые договоры об осуществлении технологического присоединения с указанием источника официального опубликования нормативного правового акта, регулирующего условия этих договоров;

б) сведения о тарифах на услуги по передаче электрической энергии и технологическому присоединению с указанием источника официального

опубликования решения регулирующего органа об установлении тарифов;

в) сведения о размерах потерь, возникающих в электрических сетях сетевой организации, включая:

- размеры потерь в сетях, в том числе уровень нормативных потерь и отклонения от них в целом по сетевой организации и по регионам обслуживания с учетом номинальных классов и уровней напряжения с выделением размера оплачиваемых сетевой организацией потерь и размера потерь, оплачиваемых покупателями при осуществлении расчетов за электрическую энергию на оптовом рынке, а также процентное соотношение размера потерь в сетях и количества переданной электрической энергии за год с указанием источника опубликования решения об установлении уровня нормативных потерь;
- перечень мероприятий по снижению размеров потерь в сетях, а также сроки их исполнения и источники финансирования;
- источник опубликования методических указаний по определению нормативов потерь в сетях, утверждаемых уполномоченным федеральным органом исполнительной власти;
- информацию о порядке закупки сетевыми организациями электрической энергии для компенсации потерь в сетях и ее стоимости;

г) перечень зон деятельности сетевой организации с детализацией по населенным пунктам и районам городов;

д) сведения о техническом состоянии сетей, в том числе:

- количество аварийных ограничений (отключений) за квартал и год по границам территориальных зон деятельности организации с указанием причин аварий и мероприятий по их устранению;
- объем недопоставленной в результате аварийных ограничений (отключений) электрической энергии;

е) сведения об общей пропускной способности каждого участка электрической сети (в местах подстанций, трансформаторов и распределительных устройств) с указанием:

- текущего резерва мощности для присоединения потребителей (в абсолютных показателях) с учетом присоединенных потребителей и отдельно с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение;
- планируемого резерва мощности на конец года с учетом присоединенных потребителей,

заключенных договоров на технологическое присоединение, поданных заявок на технологическое присоединение и реализации планов капитальных вложений (инвестиционных программ);

ж) отчеты о выполнении годовых планов капитальных вложений и планов капитального ремонта (инвестиционных программ) с указанием достигнутых результатов в части расширения пропускной способности и увеличения резерва для присоединения потребителей отдельно по каждому участку электрической сети (в местах подстанций, трансформаторов и распределительных устройств);

з) планы капитальных вложений и планы капитального ремонта (инвестиционные программы), касающиеся реконструкции и развития электрических сетей, согласованные в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, с указанием даты расширения пропускной способности и увеличения резерва для присоединения потребителей по каждому участку электрической сети (в местах подстанций, трансформаторов и распределительных устройств);

и) годовые графики капитального ремонта электросетевых объектов, согласованные с системным оператором (его территориальными управлениями), а также сведения о планируемых ограничениях мощности по основным сечениям электрической сети в связи с ремонтными работами;

к) сведения о поданных заявках на технологическое присоединение и заключенных договорах на технологическое присоединение по каждому участку электрической сети (в местах подстанций, трансформаторов и распределительных устройств) с указанием:

- количество поданных заявок и объема мощности, необходимого для их удовлетворения;
- количество заключенных договоров на технологическое присоединение, присоединяемого объема мощности, сроков и стоимости по каждому договору отдельно;
- информации об аннулированных заявках на технологическое присоединение.

12. Информация, указанная в подпунктах «а» и «г» пункта 11 настоящего документа, подлежит опубликованию на официальном сайте сетевой организации в сети Интернет ежегодно, до 1 марта.

Информация, указанная в подпунктах «б», «в», «д», «ж» и «и» пункта 11 настоящего документа, подлежит опубликованию на официальном сайте сетевой организации в сети Интернет и в официальном печатном издании ежегодно, до 1 марта.

Информация, указанная в подпунктах «е» и «к» пункта 11 настоящего документа, подлежит опубли-

кованию на официальном сайте сетевой организации в сети Интернет не реже 1 раза в месяц.

Информация, указанная в подпункте «з» пункта 11 настоящего документа, подлежит опубликованию на официальном сайте сетевой организации в сети Интернет ежегодно, до 1 марта, и обновлению в течение 10 дней с даты утверждения в установленном Правительством Российской Федерации порядке инвестиционной программы.

Информация, размещенная на официальном сайте сетевой организации в сети Интернет, должна храниться в открытом доступе не менее 3 лет».

2. В Постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2007, № 14, ст. 1687; 2009, № 8, ст. 979):

а) в наименовании и абзаце пятом пункта 1 слова «устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» заменить словами «устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»;

б) пункт 2 дополнить абзацем следующего содержания:

«Определить Федеральную антимонопольную службу и Федеральную службу по тарифам в рамках своих полномочий уполномоченными федеральными органами исполнительной власти по обеспечению контроля за соблюдением правил 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»;

в) в Правилах технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденных указанным Постановлением:

в наименовании слова «устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» заменить словами «устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»;

в пункте 1 слова «устройств (энергетических установок)» заменить словами «устройств (энергетических установок и объектов электросетевого хозяйства)», слова «условий (индивидуальных) для присоединения к электрическим сетям (далее — технические условия) и критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения» заменить словами «условий, в том числе индивидуальных, для присоединения к электрическим сетям (далее — технические условия), критерии наличия (отсутствия) технической возможности технологического присоединения и особенности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей посредством перераспределения присоединенной мощности между юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями»;

пункт 3 дополнить абзацем следующего содержания:

«Независимо от наличия или отсутствия технической возможности технологического присоединения на дату обращения заявителя сетевая организация обязана заключить договор с лицами, указанными в пунктах 12.1, 14 и 34 настоящих Правил, обратившимися в сетевую организацию с заявкой на технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих им на праве собственности или на ином предусмотренном законом основании (далее — заявка), а также выполнить в отношении энергопринимающих устройств таких лиц мероприятие по технологическому присоединению»;

в пункте 7:

в подпункте «а»:

слова «на технологическое присоединение (далее — заявка)» исключить;

слова «увеличение мощности энергопринимающих устройств» заменить словами «увеличение объема присоединенной мощности»;

подпункт «г» дополнить словами «(за исключением объектов лиц, указанных в пунктах 12.1 — 14 настоящих Правил)»;

дополнить подпунктами «г.1» и «г.2» следующего содержания:

«г.1) осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям. Для целей настоящих Пра-

вил под фактическим присоединением понимается комплекс технических и организационных мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, в которую была подана заявка, и объектов заявителя (энергопринимающих устройств, энергетических установок и электрических сетей) без осуществления фактической подачи (приема) напряжения и мощности на объекты заявителя (фиксация коммутационного аппарата в положении «отключено»);

г.2) фактический прием (подача) напряжения и мощности, осуществляемый путем включения коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»);

пункт 8 изложить в следующей редакции:

«8. Для заключения договора заявитель направляет заявку в сетевую организацию, объекты электросетевого хозяйства которой расположены на наименьшем расстоянии от границ участка заявителя. Если на расстоянии менее 300 м от границ участка заявителя находятся объекты электросетевого хозяйства нескольких сетевых организаций, заявитель вправе направить заявку в любую из них. Эти положения не распространяются на заявителей, имеющих намерение осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств по индивидуальному проекту.

Для целей настоящих Правил под расстоянием от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства сетевой организации понимается минимальное расстояние, измеряемое по прямой линии от границы участка (нахождения присоединяемых энергопринимающих устройств) заявителя до ближайшего объекта электрической сети (опора линий электропередачи, кабельная линия, распределительное устройство, подстанция), имеющего класс напряжения, указанный в заявке, существующего или планируемого к вводу в эксплуатацию в соответствии с инвестиционной программой сетевой организации, утвержденной в установленном порядке, и в сроки, предусмотренные подпунктом «б» пункта 16 настоящих Правил, начиная с даты подачи заявки в сетевую организацию.

Заявитель вправе направить запрос в органы местного самоуправления, на территории которого расположены соответствующие объекты электросетевого хозяйства, с указанием расположения объектов электросетевого хозяйства, принадлежность которых необходимо определить, а орган местного самоуправления обязан представить заявителю в течение 15 дней информацию о принадлежности указанных в запросе объектов электросетевого хозяйства.

Подача в отношении одних и тех же энергопринимающих устройств заявителями, указанными в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил, одновременно две и более заявок в разные сетевые организации не допускается, за исключением случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование двух и более источников электроснабжения.

Заявка направляется заявителем в сетевую организацию в двух экземплярах письмом с описью вложения. Заявитель вправе представить заявку через уполномоченного представителя, а сетевая организация обязана принять такую заявку.

В случае направления заявителем из числа лиц, указанных в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил, двух и более заявок в разные сетевые организации при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование двух и более источников электроснабжения, заявитель в течение трех рабочих дней с даты направления этих заявок обязан уведомить об этом такие сетевые организации»;

в пункте 9:

в абзаце первом слова «пунктах 12 и 14» заменить словами «пунктах 12 – 14»;

подпункт «а» дополнить словами «(для юридических лиц — полное наименование и номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц, для индивидуальных предпринимателей — номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата ее внесения в реестр, для физических лиц — фамилия, имя, отчество, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность в соответствии с законодательством Российской Федерации)»;

в пункте 10:

подпункт «б» после слов «сетевой организации,» дополнить словами «номинальный класс напряжения которых составляет 35 кВ и выше»;

дополнить подпунктами «г» — «е» следующего содержания:

«г) копия документа, подтверждающего право собственности или иное предусмотренное законом основание на объект капитального строительства и (или) земельный участок, на котором расположены (будут располагаться) объекты заявителя, либо право собственности или иное предусмотренное законом основание на энергопринимающие устройства;

а) доверенность или иные документы, подтверждающие полномочия представителя заявителя, подающего и получающего документы, в случае если заявка подается в сетевую организацию представителем заявителя;

е) формы модульных схем технологического присоединения энергопринимающих устройств, утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации, — для заявителей, указанных в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил»;

пункт 11 изложить в следующей редакции:

«11. Сетевая организация не вправе требовать представления сведений и документов, не предусмотренных настоящими Правилами, а заявитель не обязан представлять сведения и документы, не предусмотренные настоящими Правилами»;

дополнить пунктом 12.1 следующего содержания:

«12.1. В заявке, направляемой заявителем — юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях технологического присоединения по одному источнику электроснабжения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 100 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), должны быть указаны:

а) сведения, предусмотренные подпунктами «а» — «в», «и» и «к» пункта 9 настоящих Правил;

б) максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя;

в) характер нагрузки (вид экономической деятельности хозяйствующего субъекта);

г) предложения по порядку расчетов и условиям рассрочки внесения платы за технологическое присоединение — для заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 15 и до 100 кВт включительно»;

пункты 13 — 16 изложить в следующей редакции:

«13. В заявке, направляемой заявителем в целях временного (на срок не более 6 месяцев) технологического присоединения принадлежащих ему энергопринимающих устройств для обеспечения электрической энергией передвижных объектов с максимальной мощностью до 100 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), должны быть указаны:

сведения, предусмотренные подпунктами «а» — «в», «и» и «к» пункта 9 настоящих Правил;

максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств заявителя;

характер нагрузки (вид экономической деятельности хозяйствующего субъекта);

срок временного присоединения.

Для целей настоящих Правил под передвижными объектами понимаются энергопринимающие устройства, предназначенные для эксплуатации с периодическим перемещением и установкой на территориях различных административно-территориальных единиц.

14. В заявке, направляемой заявителем — физическим лицом в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых составляет до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), которые используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, и электроснабжение которых предусматривается по одному источнику, должны быть указаны:

а) фамилия, имя и отчество заявителя, серия, номер и дата выдачи паспорта или иного документа, удостоверяющего личность в соответствии с законодательством Российской Федерации;

б) место жительства заявителя;

в) сведения, предусмотренные подпунктами «б» и «и» пункта 9 настоящих Правил;

г) максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя.

15. Сетевая организация обязана направить заявителю, за исключением лиц, указанных в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил, для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в двухэкземплярах в течение 15 рабочих дней с даты получения заявки. При сложном характере технологического присоединения для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью или иных владельцев объектов такой сети указанный срок по инициативе сетевой организации может быть увеличен до 40 рабочих дней. Заявитель уведомляется об увеличении срока и основаниях его изменения.

Заявителям, указанным в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил, сетевая организация обязана направить заполненный и подписанный ею проект договора в двух экземплярах и технические условия как неотъемлемое приложение к этому проекту договора в течение 30 дней с даты получения заявки.

Плата за выдачу технических условий с заявителей, указанных в пунктах 12 — 14 настоящих Правил, не взимается, за исключением случаев, установленных пунктом 27 настоящих Правил.

При отсутствии сведений и документов, указанных в пунктах 9, 10 и 12 — 14 настоящих Правил, сетевая организация уведомляет об этом заявителя в течение 6 рабочих дней с даты получения заявки и направляет ему для подписания заполненный и подписанный ею проект договора в двух экзем-

плярах в течение 15 рабочих дней с даты получения недостающих сведений.

Заявитель подписывает оба экземпляра проекта договора в течение 30 дней с даты получения подписанного сетевой организацией проекта договора и направляет один экземпляр сетевой организацией с приложением к нему документов, подтверждающих полномочия лица, подписавшего такой договор.

В случае несогласия с представленным сетевой организацией проектом договора и (или) несоответствия его настоящим Правилам заявитель вправе направить сетевой организации мотивированный отказ от подписания проекта договора с предложением об изменении представленного проекта договора и требованием о приведении его в соответствие с настоящими Правилами.

Указанный мотивированный отказ направляется заявителем в сетевую организацию заказным письмом с уведомлением о вручении.

В случае ненаправления заявителем подписанного проекта договора либо мотивированного отказа от его подписания ранее поданная таким заявителем заявка аннулируется.

В случае направления заявителем в течение 30 дней после получения от сетевой организации проекта договора мотивированного отказа от подписания этого проекта договора с требованием о приведении его в соответствие с настоящими Правилами сетевая организация обязана привести проект договора в соответствие с настоящими Правилами в течение пяти рабочих дней с даты получения такого требования и представить заявителю новую редакцию проекта договора для подписания.

Договор считается заключенным с даты поступления подписанного заявителем экземпляра договора в сетевую организацию.

16. Договор должен содержать следующие существенные условия:

а) перечень мероприятий по технологическому присоединению (определяется в технических условиях, являющихся неотъемлемой частью договора) и обязательства сторон по их выполнению;

б) срок осуществления мероприятий по технологическому присоединению, который не может превышать:

15 рабочих дней (если в заявке не указан более продолжительный срок) — для заявителей, указанных в пункте 13 настоящих Правил, в случае если расстояние от энергопринимающего устройства заявителя до существующих электрических сетей необходимого класса напряжения составляет не более 300 м;

6 месяцев — для заявителей, указанных в пунктах 12.1, 14 и 34 настоящих Правил, в случае техно-

логического присоединения к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно, если расстояние от существующих электрических сетей необходимого класса напряжения до границ участка заявителя, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства, составляет не более 300 м в городах и поселках городского типа и не более 500 м в сельской местности;

1 год — для заявителей, суммарная присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых не превышает 750 кВ·А, если более короткие сроки не предусмотрены соответствующей инвестиционной программой или соглашением сторон;

2 года — для заявителей, суммарная присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых превышает 750 кВ·А, если иные сроки (но не более 4 лет) не предусмотрены соответствующей инвестиционной программой или соглашением сторон;

в) положение об ответственности сторон за несоблюдение установленных договором и настоящими Правилами сроков исполнения своих обязательств, в том числе:

- право заявителя в одностороннем порядке расторгнуть договор при нарушении сетевой организацией сроков технологического присоединения, указанных в договоре;

- обязанность одной из сторон договора при нарушении ею сроков осуществления мероприятий по технологическому присоединению уплатить другой стороне в течение 10 рабочих дней с даты наступления просрочки неустойку, рассчитанную как произведение 0,014 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, установленной на дату заключения договора, и общего размера платы за технологическое присоединение по договору за каждый день просрочки;

г) порядок разграничения балансовой принадлежности электрических сетей и эксплуатационной ответственности сторон;

д) размер платы за технологическое присоединение, определяемый в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере электроэнергетики;

е) порядок и сроки внесения заявителем платы за технологическое присоединение;

ж) порядок взаимодействия сетевых организаций и заявителей при возврате денежных средств за объемы невостребованной присоединенной мощности в соответствии с разделом VI настоящих Правил»;

дополнить пунктами 16.1 – 16.3 следующего содержания:

«16.1. Заявители, указанные в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил, несут балансовую и эксплуатационную ответственность в границах своего участка, до границ участка заявителя балансовую и эксплуатационную ответственность несет сетевая организация, если иное не установлено соглашением между сетевой организацией и заявителем, заключенным на основании его обращения в сетевую организацию.

Для целей настоящих Правил под границей участка заявителя понимаются подтвержденные правоустанавливающими документами границы земельного участка, либо границы иного недвижимого объекта, на котором (в котором) находятся принадлежащие потребителю на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, либо передвижные объекты заявителей, указанные в пункте 13 настоящих Правил, в отношении которых предполагается осуществление мероприятий по технологическому присоединению.

16.2. Внесение платы заявителями, указанными в пункте 12.1 настоящих Правил, за технологическое присоединение энергопринимающих устройств с максимальной мощностью свыше 15 и до 100 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), а также заявителями, указанными в пункте 34 настоящих Правил, осуществляется в следующем порядке:

а) 15% платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней с даты заключения договора;

б) 30% платы за технологическое присоединение вносятся в течение 60 дней с даты заключения договора, но не позже даты фактического присоединения;

в) 45% платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней с даты подписания сторонами акта о выполнении заявителем технических условий, акта об осмотре приборов учета и согласовании расчетной схемы учета электрической энергии (мощности), а также акта о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей и акта о разграничении эксплуатационной ответственности сторон;

г) 10% платы за технологическое присоединение вносятся в течение 15 дней с даты фактического присоединения.

16.3. Обязательства сторон по выполнению мероприятий по технологическому присоединению в случае заключения договора с лицами, указанными в пунктах 12.1 – 14 и 34 настоящих Правил, распределяются следующим образом:

заявитель исполняет указанные обязательства в пределах границ участка, на котором расположены

присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя;

сетевая организация исполняет указанные обязательства (в том числе в части урегулирования отношений с иными лицами) до границ участка, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства заявителя.»;

пункт 17 изложить в следующей редакции:

«17. Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере не более 550 руб. при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 м в городах и поселках городского типа и не более 500 м в сельской местности.

В отношении указанных в пункте 12.1 настоящих Правил заявителей, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет свыше 15 и до 100 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), в договоре (по желанию таких заявителей) предусматривается возможность беспроцентной рассрочки платежа в размере 95% платы за технологическое присоединение с условием ежеквартального внесения платы равными долями от общей суммы рассрочки на период до 3 лет с даты подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения.

Включение в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей, указанных в пункте 13 и 34 настоящих Правил, инвестиционной составляющей на покрытие расходов, связанных с развитием существующей инфраструктуры, в том числе связей между объектами территориальных сетевых организаций и объектами Единой национальной (общероссийской) электрической сети, за исключением расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до границы участка заявителя, не допускается»;

в пункте 18:

в подпункте «а» после слов «с системным оператором» дополнить словами «(субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах)»;

подпункт «в» дополнить словами «за исключением случаев, когда в соответствии с законодатель-

ством Российской Федерации о градостроительной деятельности разработка проектной документации не является обязательной»;

подпункт «е» дополнить словами «(для лиц, указанных в пунктах 12.1 – 14 настоящих Правил, осмотр присоединяемых энергопринимающих устройств должен осуществляться с участием сетевой организации и заявителя)»;

подпункт «ж» изложить в следующей редакции:

«ж) осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям и включение коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»)»;

абзац второй пункта 19 после слова «услуги» дополнить словами «и обязательства»;

в пункте 20 слова «в абзаце третьем» заменить словами «в абзаце четвертом»;

абзац второй пункта 21 дополнить словами «(за исключением заявок, поданных заявителями, указанными в пунктах 12.1 – 14 и 34 настоящих Правил)»;

абзац первый пункта 22 после слов «предпринимателей» дополнить словами «, за исключением лиц, указанных в пункте 12.1 настоящих Правил», после слов «физических лиц» дополнить словами «, за исключением лиц, указанных в пункте 14 настоящих Правил»;

абзац второй пункта 24 после слов «с системным оператором» дополнить словами «(субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах)»;

в пункте 25:

в абзаце первом после слова «условиях» дополнить словами «для заявителей, за исключением лиц, указанных в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил,»;

в подпункте «б» после слов «обязательные для исполнения сетевой организацией» дополнить словами «за счет ее средств»;

дополнить пунктом 25.1 следующего содержания:

«25.1. В технических условиях для заявителей, предусмотренных пунктами 12.1 и 14 настоящих Правил, должны быть указаны:

а) точки присоединения, которые не могут располагаться далее 25 м от границы участка, на котором располагаются (будут располагаться) присоединяемые объекты заявителя;

б) обоснованные требования к усилению существующей электрической сети в связи с присоединением новых мощностей (строительство новых линий электропередачи, подстанций, увеличение

сечения проводов и кабелей, замена или увеличение мощности трансформаторов, расширение распределительных устройств, модернизация оборудования, реконструкция объектов электросетевого хозяйства, установка устройств регулирования напряжения для обеспечения надежности и качества электрической энергии), обязательные для исполнения сетевой организацией за счет ее средств;

в) требования к приборам учета электрической энергии (мощности), устройствам релейной защиты и устройствам, обеспечивающим контроль величины максимальной мощности;

г) распределение обязанностей между сторонами по исполнению технических условий:

в пределах границ участка, на котором расположены энергопринимающие устройства заявителя, включая урегулирование отношений с иными лицами, — для сетевой организации.»;

абзац второй пункта 26 после слова «заявителей» дополнить словами «(за исключением лиц, указанных в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил)»;

пункт 27 дополнить текстом следующего содержания:

«В случае если заявитель или владелец ранее присоединенных объектов обратился в сетевую организацию с заявлением о восстановлении ранее выданных технических условий, утрата которых наступила в связи с ликвидацией, реорганизацией, прекращением деятельности прежнего владельца (заявителя), продажей объектов и по иным причинам, сетевая организация выдает дубликаты ранее выданных технических условий с указанием величины присоединенной (максимальной) мощности энергопринимающих устройств заявителя.

При невозможности восстановления ранее выданных технических условий в отношении присоединенных энергопринимающих устройств выдаются новые технические условия согласно фактически имеющейся схеме электроснабжения с указанием максимальной мощности, равной фактически потребляемой максимальной мощности за последние 5 лет, либо исходя из представленных заявителями иных достоверных данных об объемах ранее присоединенной в установленном порядке максимальной мощности.

При выдаче дубликатов технических условий или новых технических условий в отношении ранее присоединенных энергопринимающих устройств составляются и выдаются заявителю акт об осуществлении технологического присоединения, акт о разграничении балансовой принадлежности

электрических сетей и акт о разграничении эксплуатационной ответственности сторон. Заявитель или новый владелец присоединенных энергопринимающих устройств обязан компенсировать сетевой организации затраты на изготовление новых технических условий и указанных актов. При этом размер компенсации затрат на изготовление указанных документов не может превышать 1000 руб.

Сетевая организация осуществляет хранение дубликатов технических условий, актов об осуществлении технологического присоединения, актов о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей и актов о разграничении эксплуатационной ответственности сторон, выданных заявителям, энергопринимающие устройства которых присоединены к ее электрическим сетям, в течение 30 лет с даты фактического присоединения энергопринимающих устройств заявителя»;

в пункте 30:

абзац первый после слов «электросетевого хозяйства» дополнить словами «(за исключением объектов заявителей, указанных в пункте 13 настоящих Правил)»;

абзац второй изложить в следующей редакции:

«Если присоединение энергопринимающих устройств требует строительства (реконструкции) объекта электросетевого хозяйства, не включенного в указанные инвестиционные программы на очередной период регулирования, либо если поступила заявка на технологическое присоединение в соответствии с пунктом 34 настоящих Правил, сетевая организация в 30-дневный срок после получения заявки обращается в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для расчета платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту. В случае технологического присоединения к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети сетевая организация обращается в уполномоченный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для расчета платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в течение 15 рабочих дней с даты окончания срока, установленного соглашением между заявителем и сетевой организацией для разработки и согласования с уполномоченными органами государственной власти проектной документации, но не позже 9 мес. с даты поступления в сетевую организацию заявки. Если заявитель выразит согласие осуществить расчеты за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в размере, определенном указанным уполномоченным органом, сетевая организация не вправе отказать в заключении договора»;

дополнить пунктом 33.1 следующего содержания:

«33.1. Положения настоящего раздела не применяются к лицам, указанным в пунктах 12.1 и 14 настоящих Правил, в случае осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств указанных заявителей к электрическим сетям классом напряжения до 20 кВ включительно»;

дополнить разделами IV – VI следующего содержания:

«IV. Особенности технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей посредством перераспределения присоединенной мощности между юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями

34. Заявители (за исключением лиц, указанных в пункте 12.1 настоящих Правил, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых составляет до 15 кВт включительно, заявителей, указанных в пунктах 13 и 14 настоящих Правил, а также заявителей, присоединенных к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети, заявителей, не внесших плату за технологическое присоединение либо внесших плату за технологическое присоединение не в полном объеме), имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства, в отношении которых до 1 января 2009 г. в установленном порядке было осуществлено фактическое технологическое присоединение к электрическим сетям, вправе по соглашению с иными владельцами энергопринимающих устройств снизить объем присоединенной мощности (избыток, реализованный потенциал энергосбережения и др.) собственных энергопринимающих устройств с одновременным перераспределением объема снижения присоединенной мощности в пользу иных владельцев в пределах действия соответствующего центра питания (при осуществлении перераспределения присоединенной мощности в электрических сетях классом напряжения от 0,4 до 35 кВ центром питания считается питающая подстанция с классом напряжения 35 кВ, при осуществлении перераспределения присоединенной мощности в электрических сетях классом напряжения выше 35 кВ центром питания считается подстанция, к которой осуществлено технологическое присоединение энергопринимающих устройств лица, перераспределяющего свою присоединенную мощность).

Лица, заключившие соглашение о перераспределении присоединенной мощности между принадлежащими им энергопринимающими устройствами

(далее — соглашение о перераспределении мощности), направляют уведомление, подписанное сторонами соглашения (далее — уведомление), сетевой организации, к сетевым объектам которой ранее были в установленном порядке присоединены энергопринимающие устройства указанных лиц.

В уведомлении указываются наименования и реквизиты сторон соглашения, центр питания, к которому осуществлено технологическое присоединение энергопринимающих устройств указанных лиц, местонахождение этих устройств (электрических сетей) указанных лиц и объем перераспределяемой мощности. К уведомлению прилагаются копии акта об осуществлении технологического присоединения или иных документов, подтверждающих объем присоединенной и максимальной мощности, заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств лица, в пользу которого предполагается перераспределить избыток присоединенной мощности, и заверенная копия заключенного соглашения о перераспределении мощности. Допускается перераспределение объема максимальной мощности нескольких лиц в пользу одного лица в пределах действия одного центра питания.

В соглашении о перераспределении мощности должны быть предусмотрены следующие обязательства лица (лиц), присоединенная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется:

- изменение устройств релейной защиты и устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности для снижения объема присоединенной и максимальной мощности в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности, в срок до фактического присоединения энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность, в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицам, перераспределяющим присоединенную мощность энергопринимающих устройств;
- внесение изменений в документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и лиц (лица), присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых перераспределяется, или подписание новых документов, фиксирующих объем присоединенной мощности после ее перераспределения (технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения), в срок до осуществления фактического присоединения лица, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность.

35. Любое лицо, заинтересованное в перераспределении в свою пользу присоединенной мощности других лиц, энергопринимающие устройства которых присоединены в установленном порядке к электрическим сетям, вправе при наличии соглашения этих лиц обратиться в сетевую организацию, к сетям которой присоединены их энергопринимающие устройства, за расчетом стоимости технологического присоединения посредством перераспределения присоединенной мощности (далее — запрос расчета) по индивидуальному проекту.

В запросе расчета указываются:

- наименование лица, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется (с указанием местонахождения энергопринимающих устройств, точек присоединения к электрической сети и перераспределяемой мощности);
- наименование лица, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность, с указанием местонахождения присоединяемых (присоединенных) энергопринимающих устройств, точек присоединения к электрической сети (при их наличии) и объема перераспределяемой присоединенной мощности.

К запросу расчета прилагаются копии акта об осуществлении технологического присоединения или иного документа, подтверждающего объем присоединенной и максимальной мощности.

36. В случае если иное не установлено пунктом 39 настоящих Правил, сетевая организация по обращению лиц, указанных в пункте 35 настоящих Правил, в течение 30 дней обязана направить этим лицам в письменном виде информацию, содержащую:

- расчет стоимости технологического присоединения по индивидуальному проекту — для лиц, желающих осуществить технологическое присоединение путем перераспределения присоединенной мощности энергопринимающих устройств других лиц;
- сведения о точках возможного присоединения к электрической сети энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность;
- требования к изменению устройств релейной защиты и устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности энергопринимающих устройств лиц, перераспределяющих присоединенную мощность в пользу другого лица, в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицам, перераспределяющим присоединенную мощность энергопринимающих устройств.

Информация предоставляется на возмездной основе, при этом плата не может составлять более 550 руб. по запросу расчета.

37. К отношениям, возникающим после получения сетевой организацией уведомления, применяются положения, установленные настоящими Правилами для технологического присоединения энергопринимающих устройств, если иное не предусмотрено настоящим разделом.

Размер платы за технологическое присоединение для заявителя, в пользу которого предполагается перераспределить присоединенную мощность, определяется по индивидуальному проекту исходя из расходов сетевой организации на осуществление мероприятий, связанных исключительно с мероприятиями по перераспределению присоединенной мощности конкретных энергопринимающих устройств (электрических сетей) и сооружением сетевой инфраструктуры от границ участка заявителя до электрической сети сетевой организации.

38. Лицо, которое заключило соглашение о перераспределении мощности и присоединенная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется, обязано осуществить необходимые действия по уменьшению присоединенной мощности своих энергопринимающих устройств до завершения срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств лица, в пользу которого по соглашению о перераспределении мощности перераспределяется присоединенная мощность, а также выполнить следующие требования сетевой организации, в рамках центра питания которой осуществляется перераспределение мощности по соглашению о перераспределении мощности:

- изменить устройства релейной защиты и устройства, обеспечивающие контроль величины максимальной мощности для снижения объема присоединенной мощности в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности, в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицам, перераспределяющим присоединенную мощность энергопринимающих устройств;
- внести изменения в документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и указанного лица, или подписать новые документы, фиксирующие объем присоединенной и максимальной мощности после ее перераспределения, в соответствии с соглашением о перераспределении мощности (технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения).

Сетевая организация обязана направить лицу, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется по соглашению о перераспределении мощности, указанные требования в течение 10 рабочих дней с даты выдачи технических условий лицу, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность по соглашению о перераспределении мощности.

До выполнения указанных требований сетевой организации фактическое присоединение энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределена присоединенная мощность, не производится.

39. Сетевая организация вправе отказать в представлении информации, указанной в пункте 36 настоящих Правил, и (или) заключении договора с лицом, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность, по следующим причинам:

а) уведомление и (или) запрос расчета поданы в сетевую организацию, не владеющую сетевыми объектами, к которым присоединены энергопринимающие устройства лица (лиц), присоединенная мощность которых перераспределяется;

б) уведомление и (или) запрос расчета не содержат сведений, установленных пунктами 34 и 35 настоящих Правил, либо содержат недостоверные сведения;

в) в заверенной копии заключенного соглашения о перераспределении мощности при представлении уведомления не предусмотрены обязательства лица (лиц), присоединенная мощность энергопринимающих устройств которого перераспределяется:

- об изменении устройств релейной защиты и устройств, обеспечивающих контроль величины максимальной мощности для снижения объема присоединенной мощности в объемах, предусмотренных соглашением о перераспределении мощности, в срок до фактического присоединения лица, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность (в случае эксплуатационной принадлежности этих устройств лицам, перераспределяющим присоединенную мощность энергопринимающих устройств);
- о внесении изменений в документы, предусматривающие взаимодействие сетевой организации и лиц (лица), присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых перераспределяется, или подписании новых документов, фиксирующих объем присоединенной мощности после ее перераспределения (технические условия, акт об осуществлении технологического присоединения), в срок до осуществления фактического присоединения.

нения энергопринимающих устройств лица, в пользу которого перераспределяется присоединенная мощность.

40. Допускается опосредованное технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям через объекты электросетевого хозяйства лиц, заключивших с заявителем соглашение о перераспределении части присоединенной мощности собственных энергопринимающих устройств в пользу заявителя (далее — третьи лица) при условии заключения заявителем и третьим лицом соглашения об опосредованном присоединении энергопринимающих устройств заявителя.

Порядок компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях и точка присоединения к электрическим сетям третьих лиц устанавливаются соглашением об опосредованном присоединении энергопринимающих устройств заявителя. В случае отсутствия в таком соглашении условий компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях размер потерь в электрических сетях третьего лица оплачивается заявителем.

При технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителя через объекты электросетевого хозяйства третьих лиц заверенная копия соглашения об опосредованном присоединении энергопринимающих устройств заявителя представляется заявителем в сетевую организацию одновременно со сведениями, предусмотренными пунктом 34 настоящих Правил.

V. Особенности технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства

41. Сетевая организация обязана подать заявку на технологическое присоединение к сетям смежной сетевой организации в случаях, если:

- максимальная мощность энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к ее сетям, превышает значения максимальной мощности, согласованной сетевой организацией и смежной сетевой организацией в акте о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей данных сетевых организаций;
- сумма максимальных мощностей энергопринимающих устройств потребителей, присоединенных к ее сетям, и объем заявленной мощности, указанный в заключенных договорах на технологическое присоединение к ее сетевым объектам, превышает объем максимальной мощности, согласованный сетевой организацией и смежной сетевой организацией в акте о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей данных сетевых организаций.

42. При присоединении объектов электросетевого хозяйства одной сетевой организации (собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства) к объектам электросетевого хозяйства другой сетевой организации заявка на технологическое присоединение подается в сетевую организацию, электрические сети которой в данной точке присоединения имеют более высокий класс напряжения.

При присоединении объектов электросетевого хозяйства сетевой организации (собственника или иного законного владельца объектов электросетевого хозяйства) к объектам электросетевого хозяйства смежной сетевой организации, имеющим такой же класс напряжения, заявка на технологическое присоединение подается той сетевой организацией, которой требуется увеличение перетока электрической энергии (мощности).

43. Каждая сетевая организация обязана уведомлять вышестоящую смежную сетевую организацию:

- об объеме присоединенной (максимальной) мощности к своим сетевым объектам на 1-е число месяца, следующего за кварталом (срок представления указанных сведений составляет 10 рабочих дней с 1-го числа месяца, следующего за кварталом);
- о суммарной максимальной мощности за прошедший квартал, указанной в полученных от заявителей заявках на технологические присоединения к ее сетевым объектам и заключенных договорах на технологическое присоединение за прошедший квартал (срок представления указанных сведений составляет 20 рабочих дней с 1-го числа месяца, следующего за кварталом);
- об указанных данных, полученных от других смежных организаций, с указанием их центра питания (срок представления указанных сведений составляет 20 дней с даты поступления данных от смежных организаций).

Для целей настоящих Правил под вышестоящей смежной сетевой организацией понимается смежная сетевая организация, электрические сети которой имеют более высокий класс напряжения. В случае если все смежные сетевые организации имеют одинаковый класс напряжения, вышестоящей смежной сетевой организацией признается сетевая организация, присоединенная к электрической сети более высокого класса напряжения.

Сетевая организация не вправе отказать смежной сетевой организации в заключении договора. В случае если сетевая организация, обязанная в соответствии с настоящими Правилами подать заявку

на технологическое присоединение, не подает ее в течение 30 дней, смежная сетевая организация вправе запросить у нее информацию и документы, указанные в пунктах 9 и 10 настоящих Правил, а также направить ей предложение о заключении договора, а сетевая организация обязана представить сведения и документы, указанные в пунктах 9 и 10 настоящих Правил, в течение 15 рабочих дней с даты получения запроса смежной сетевой организации и заключить договор в соответствии с настоящими Правилами.

VI. Особенности взаимодействия сетевых организаций и заявителей при возврате денежных средств за объемы невостребованной присоединенной мощности

44. Заявители — юридические лица и индивидуальные предприниматели, имеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства общей присоединенной мощностью свыше 15 и до 100 кВт включительно, в отношении которых были осуществлены после 1 января 2009 г. в установленном порядке мероприятия по фактическому присоединению к электрическим сетям, и внесшие плату за технологическое присоединение к электрическим сетям в полном объеме, вправе направить сетевой организации, к электрическим сетям которой присоединены указанные энергопринимающие устройства, в течение 5 лет с даты фактического присоединения указанных устройств требование о возврате денежных средств, ранее уплаченных такими заявителями по договору, за объем невостребованной присоединенной мощности при условии соответствующего уменьшения объема присоединенной мощности в отношении энергопринимающих устройств такого заявителя (далее — требование о возврате денежных средств).

Для целей настоящих Правил под невостребованной присоединенной мощностью понимается объем присоединенной мощности, определяемый заявителем самостоятельно исходя из объемов электропотребления.

45. Заявители, указанные в пункте 44 настоящих Правил, направляют сетевой организации заказным письмом с уведомлением о вручении требование о возврате денежных средств с указанием:

а) реквизитов заявителя (для юридических лиц — полное наименование и номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц, для индивидуальных предпринимателей — номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата ее внесения

в реестр), в том числе реквизитов, необходимых для получения платежа в безналичной форме;

б) наименования и местонахождения энергопринимающих устройств заявителя, ранее присоединенных к электрическим сетям в установленном порядке;

в) максимальной и присоединенной мощности энергопринимающих устройств;

г) количества точек присоединения;

д) уровня надежности энергопринимающих устройств;

е) объема невостребованной присоединенной мощности;

ж) суммы ранее уплаченных заявителем по договору денежных средств (без учета налогов) за объем невостребованной присоединенной мощности;

з) согласия с уменьшением объема присоединенной и максимальной мощности собственных энергопринимающих устройств на объем указанной невостребованной присоединенной мощности.

46. К требованию о возврате денежных средств прилагаются доверенность или иные документы, подтверждающие полномочия лица, подписавшего требование, и заверенные копии следующих документов:

а) технические условия;

б) акт о разграничении эксплуатационной ответственности сторон;

в) акт о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей;

г) акт об осуществлении технологического присоединения;

д) платежное поручение или иные документы, подтверждающие оплату по договору.

47. Сетевая организация в течение 30 дней с даты получения требования о возврате денежных средств и документов, предусмотренных пунктом 46 настоящих Правил, осуществляет проверку достоверности указанных в них сведений.

В случае указания недостоверных сведений либо отсутствия всех сведений, предусмотренных пунктом 45 настоящих Правил, в представленных документах сетевая организация направляет заявителю мотивированный отказ в возврате денежных средств в 30-дневный срок с даты получения указанных документов.

48. В случае подтверждения достоверности сведений, указанных в требовании о возврате денежных средств и документах, предусмотренных пунктом 46 настоящих Правил, сетевая организация обязана направить заявителю в течение 30 дней с даты получения указанных документов подписанные ею скорректированные исключительно с учетом уменьшения объема присоединенной и макси-

мальной мощности энергопринимающих устройств на объем невостребованной присоединенной мощности, указанный в требовании о возврате денежных средств, следующие документы, которые направляются заявителю заказным письмом с уведомлением о вручении:

- а) технические условия;
- б) акт о разграничении эксплуатационной ответственности сторон;
- в) акт о разграничении балансовой принадлежности электрических сетей;

г) акт об осуществлении технологического присоединения.

49. Сетевая организация обязана перечислить сумму ранее уплаченных заявителем по договору денежных средств (без учета налогов) за объем невостребованной присоединенной мощности по реквизитам, указанным заявителем в требовании о возврате денежных средств, в течение 15 рабочих дней с даты поступления в сетевую организацию подписанных заявителем документов, указанных в пункте 48 настоящих Правил».

Правительство Российской Федерации

Постановление

от 10 мая 2009 г. № 411

О внесении изменений

в правила функционирования розничных рынков

электрической энергии в переходный период

реформирования электроэнергетики

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Внести в Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 37, ст. 3876; 2008, № 27, ст. 3285), следующие изменения:

а) в пункте 108.1:
абзац третий признать утратившим силу;
в абзаце седьмом слова «соответствующем объему» заменить словами «не превышающем объем»;

б) абзац первый пункта 108.2 изложить в следующей редакции:

«108.2. Покупатели, осуществляющие расчеты за электрическую энергию (мощность) по двухстадийным тарифам, оплачивают по регулируемым ценам (тарифам) фактический объем мощности за расчетный период, определенный в соответствии с пунктом 109 настоящих Правил, умноженный на долю, равную отношению произведения объема мощности, определенного в прогнозном балансе на соответствующий месяц 2008 года в отношении гарантировавшего поставщика (энергосбытовой, энергоснабжающей организации), и доли, которой

в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода в соответствующем периоде времени определяется предельный максимальный объем мощности, покупка (продажа) которой осуществляется по регулируемым ценам (тарифам), к объему фактического потребления мощности гарантировавшим поставщиком (энергосбытовой, энергоснабжающей организацией) на оптовом рынке в соответствующем расчетном периоде.»;

в) абзац первый пункта 109 дополнить предложением следующего содержания: «Фактическая величина мощности, приобретаемая покупателями на розничном рынке, определяется в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, исходя из фактического объема потребления электрической энергии в часы пиковой нагрузки, устанавливаемые системным оператором в рабочие дни расчетного периода.».

2. Настоящее Постановление применяется к правоотношениям, возникшим с 1 мая 2009 г.

Председатель Правительства
Российской Федерации
В. Путин

Режимы потребления реактивной мощности объектов электросетевого хозяйства ООО «Газпромэнерго» (из опыта работы)

В. В. Суднова, старший научный сотрудник «НИЦ Тест-Электро», канд. техн. наук

Эффективное использование электрической энергии — это обеспечение потребителей электроэнергией в необходимых объемах и требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, транспорт и распределение.

В настоящее время электрические нагрузки абонентов значительно отличаются от тех, которые были 5–8 лет тому назад, и характеризуются широким спектром электроприемников (ЭП), влияющих на потребление реактивной мощности (РМ) и качество электроэнергии (КЭ). Рост реактивных нагрузок потребителей обуславливает снижение коэффициента мощности и, следовательно, увеличение потерь мощности и электрической энергии, уменьшение пропускной способности элементов электрической сети.

Компенсация РМ дает прямой экономический эффект, который легко оценить, когда потребитель оплачивает РМ по установленному тарифу. Однако даже в случае отсутствия платы за реактивную мощность (энергию) компенсация является весьма полезной мерой, так как напрямую связана с экономикой электросетевого хозяйства.

В рамках работы по подготовке к сертификации электроэнергии филиалов ООО «Газпромэнерго» испытательной лабораторией качества электроэнергии и электроустановок зданий (ИЛ КЭ и ЭЗ) «НИЦ Тест-Электро» были выполнены контрольные измерения токов, активной и реактивной мощности:

ПС «Латухино» (Саратовский филиал), на восьми питающих линиях;

ПС «Демьянская» (Сургутский филиал), на шести питающих линиях;

ПС «Город» (Уренгойский филиал), на двух питающих линиях;

РП-6 (Уренгойский филиал), на двух питающих линиях;

ПС «Дедуровская» (Южно-Уральский филиал), на четырех питающих линиях, а также на отдельных вводах ПС.

Для оценки режимов работы электрической сети были построены графики нагрузки по активной и реактивной мощности для фидеров и вводов подстанций. Для примера на рис. 1–4 представлены графики для четырех фидеров обследуемых подстанций.

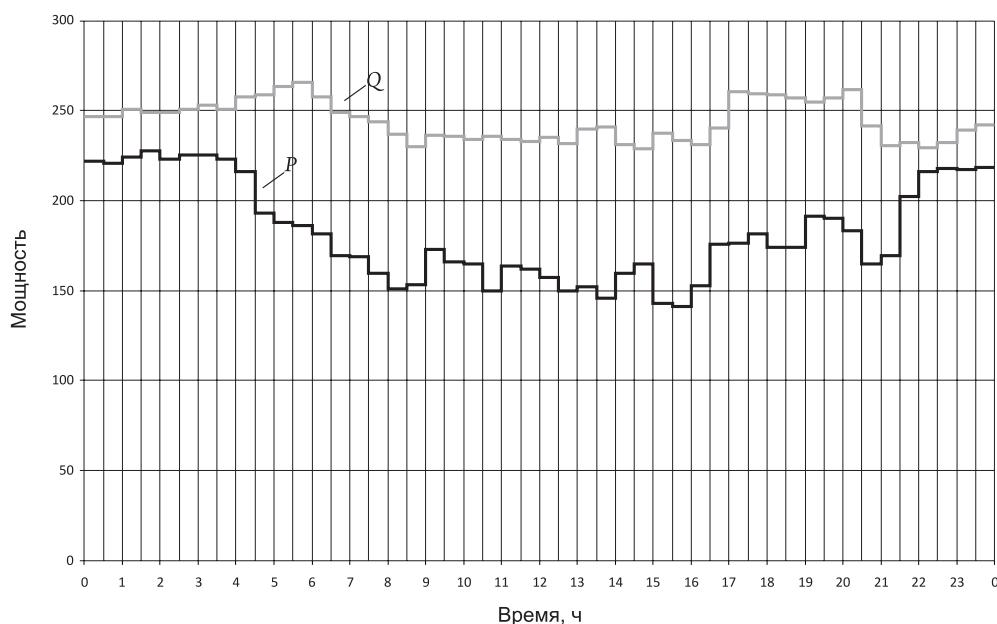


Рис. 1. Суточный график активной и реактивной мощности, фидер 1 ПС «Латухино» (8.06.08)

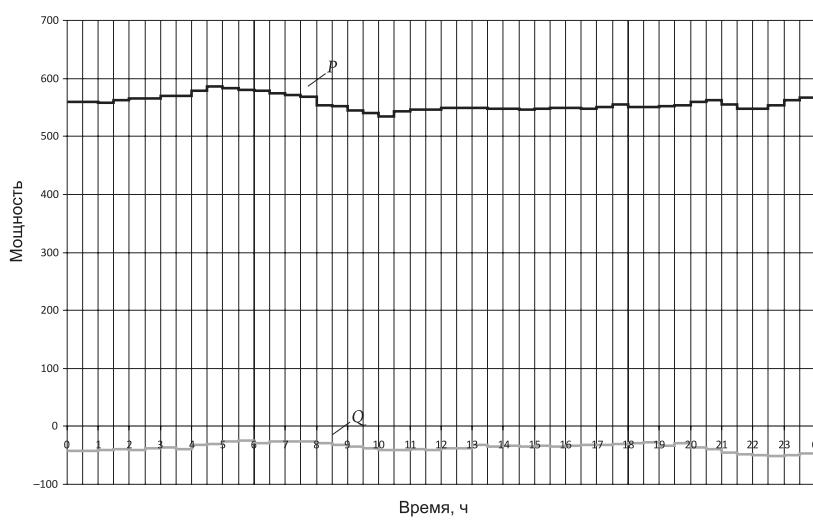


Рис. 2. Суточный график активной и реактивной мощности, фидер 13 ПС «Латухино» (8.06.08)

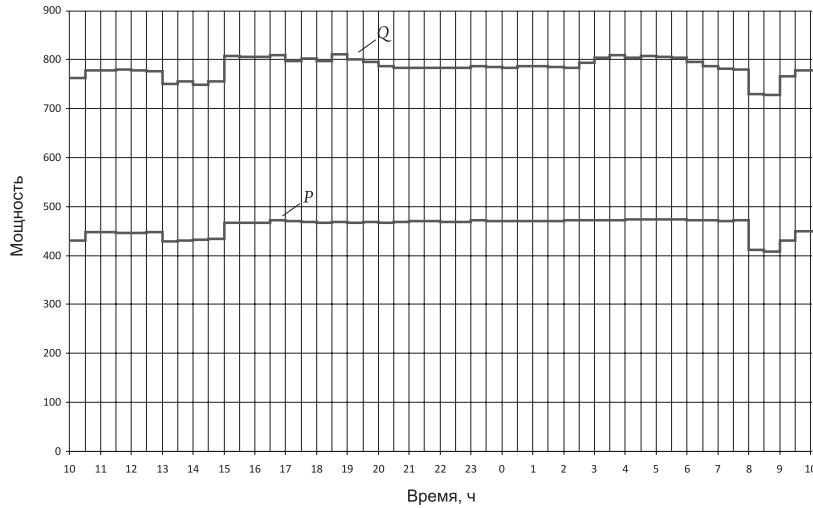


Рис. 3. Суточный график активной и реактивной мощности, фидер 37, III с.ш. ПС «Демьянская» (4 – 5.09.08)

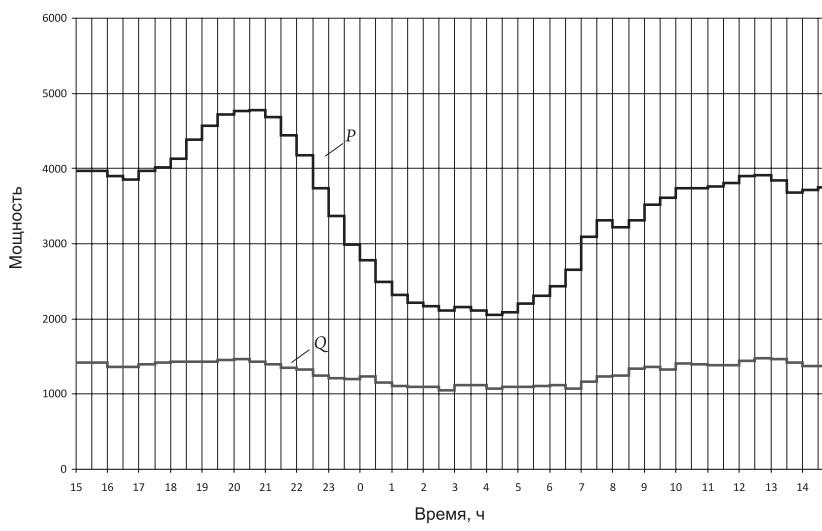


Рис. 4. Суточный график активной и реактивной мощности, фидер 11, I с.ш. ПС «Город» (23 – 24.09.08)

Вопросы энергосбережения

Для оценки режимов работы электрической сети по графикам определялись следующие показатели:

- **средневзвешенные коэффициенты мощности $\cos\varphi_{cp}$ и реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{cp}$:**

$$\cos\varphi_{cp} = \frac{\sum P_i t_i}{\sqrt{\sum P_i^2 + \sum Q_i^2 \sum t_i}} ;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{cp} = \frac{\sum Q_i t_i}{\sum P_i \sum t_i} ,$$

где P_i, Q_i — активная и реактивная мощности за каждые 0,5 ч в течение суток; t_i — интервал усреднения, равный 0,5 ч.

Результаты расчетов $\cos\varphi_{cp}$ и $\operatorname{tg}\varphi_{cp}$ представлены в табл. 1 и 2;

- **коэффициент минимума K_{min}** — отношение минимальной нагрузки $P(Q)_{min}$ к максимальной $P(Q)_{max}$;
- **коэффициент заполнения графика нагрузки $K_{3,r}$** — отношение среднесуточного значения нагрузки $P(Q)_{cp}$ к максимальному $P(Q)_{max}$;

Таблица 1. Среднесуточные значения показателей графиков нагрузки по фидерам

№ фидера	P_{cp} , кВт	Q_{cp} , квар	$\cos\varphi_{cp}$	$\operatorname{tg}\varphi_{cp}$
Саратовский филиал				
<i>ПС «Латухино» I с.ш.</i>				
10	12,88	23,83	0,48	1,85
13	557,63	-35,93	-0,99	-0,06
17	344,21	164,94	0,90	0,48
18	83,40	85,02	0,70	1,02
<i>ПС «Латухино» II с.ш.</i>				
1	182,40	244,26	0,60	1,34
2	593,435	524,43	0,75	0,88
5	193,32	117,48	0,85	0,61
23	52,56	41,21	0,79	0,78
Сургутский филиал				
<i>ПС «Демьянская» III с.ш.</i>				
36	101,18	49,83	0,90	0,49
37	459,21	784,22	0,51	1,71
38	58,27	80,53	0,59	1,38
39	93,97	99,77	0,69	1,06
<i>ПС «Демьянская» IV с.ш.</i>				
42	103,98	214,35	0,44	2,06
43	32,74	16,98	0,89	0,52
Уренгойский филиал				
<i>ПС «Город» I с.ш.</i>				
7	1088,30	388,50	0,94	0,36
11	3422,20	1291,9	0,94	0,38
<i>РП-6 I с.ш.</i>				
19	889,10	372,90	0,92	0,42
<i>РП-6 II с.ш.</i>				
18	427,80	206,40	0,90	0,48

- **число часов использования максимума нагрузки T_{max} :**

$$T_{max} = \frac{\sum P(Q)_i \Delta t_i}{P(Q)_{max}} ,$$

где Δt_i — интервал усреднения графика нагрузки; $P(Q)_i$ — нагрузка за интервал усреднения Δt_i ;

- **коэффициент корреляции графиков нагрузки $r_{P,Q}$** — показатель, характеризующий зависимость двух величин (P, Q):

$$r_{P,Q} = \frac{\operatorname{cov}(P, Q)}{\sqrt{D(P, Q)}},$$

где $\operatorname{cov}(P, Q) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_i - P_{cp})(Q_i - Q_{cp})$ — ковариация;

$D(P, Q) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_i - P_{cp})^2 \times \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Q_i - Q_{cp})^2$ — дисперсия;

$n = 48$ — количество получасов в сутках;

$-1 \leq r_{P,Q} \leq 1$, если $r_{P,Q} = \pm 1$, тогда значения P и Q линейно зависимы.

Результаты расчетов представлены в табл. 3.

№ фидера	P_{cp} , кВт	Q_{cp} , квар	$\cos \varphi_{cp}$	$\tg \varphi_{cp}$
Южно-Уральский филиал				
ПС «Дедуровская» II с.ш.				
6	18,31	11,57	0,85	0,63
7	759,01	327,33	0,92	0,43
9	44,41	24,88	0,87	0,56
10	205,7	171,89	0,77	0,84

Таблица 2. Среднесуточные значения показателей графиков нагрузки по вводам секций шин

№ ввода	P_{cp} , кВт	Q_{cp} , квар	$\cos \varphi_{cp}$	$\tg \varphi_{cp}$
Саратовский филиал				
ПС «Латухино»				
1	998,12	237,86	0,97	0,24
2	1021,72	927,38	0,74	0,91
Сургутский филиал				
ПС «Демьянская»				
3	711,60	1012,14	0,575	1,422
4	136,88	231,39	0,509	1,690
Южно-Уральский филиал				
ПС «Дедуровская»				
2	1795,37	992,47	0,88	0,55

Таблица 3. Показатели графиков нагрузки

№ фидера	По активной мощности			По реактивной мощности			$I_{P,Q}$ отн. ед.	
	K_{minP} отн. ед.	$K_{3,1P}$ отн. ед.	T_{maxP} ч	K_{minQ} отн. ед.	$K_{3,1Q}$ отн. ед.	T_{maxQ} ч		
Саратовский филиал								
ПС «Латухино» I с.ш.								
10	0,55	0,65	14,60	0,76	0,89	20,00	0,63	
13	0,91	0,95	22,84	0,50	0,71	17,08	0,32	
17	0,34	0,52	12,24	0,42	0,48	11,19	0,57	
18	0,09	0,30	7,23	0,18	0,40	9,40	0,98	
ПС «Латухино» II с.ш.								
1	0,62	0,80	19,24	0,86	0,92	22,04	0,38	
2	0,95	0,97	23,37	0,92	0,94	22,67	0,72	
5	0,81	0,89	21,82	0,90	0,94	23,02	0,95	
23	0,26	0,50	12,12	0,37	0,53	12,76	0,86	
Сургутский филиал								
ПС «Демьянская» III с.ш.								
36	0,52	0,68	16,37	0,46	0,70	16,87	0,69	
37	0,86	0,97	23,73	0,90	0,97	23,67	0,89	
38	0,57	0,82	20,03	0,78	0,92	22,64	0,87	
39	0,70	0,82	20,13	0,80	0,94	23,06	0,27	
ПС «Демьянская» IV с.ш.								
42	0,89	0,92	22,16	0,90	0,93	22,33	0,68	
43	0,60	0,75	17,91	0,79	0,85	20,33	0,37	
Уренгойский филиал								
ПС «Город» I с.ш.								
7	0,55	0,80	19,14	0,77	0,87	21,22	0,28	
11	0,43	0,72	17,18	0,71	0,87	20,94	0,92	
РП-6 I с.ш.								
19	0,48	0,75	18,44	0,50	0,65	15,88	0,74	
РП-6 II с.ш.								
18	0,47	0,64	15,73	0,67	0,81	19,92	0,46	
Южно-Уральский филиал								
ПС «Дедуровская» II с.ш.								

№ фиадера	По активной мощности			По реактивной мощности			$r_{P,Q'}$ отн. ед.
	$K_{\min P'}$ отн. ед.	$K_{3,gP'}$ отн. ед.	$T_{\max P'}$ ч	$K_{\min Q'}$ отн. ед.	$K_{3,gQ'}$ отн. ед.	$T_{\max Q'}$ ч	
6	0,56	0,71	17,15	0,77	0,87	20,82	0,59
7	0,61	0,74	17,81	0,74	0,89	21,27	0,54
9	0,52	0,67	16,09	0,78	0,91	21,76	0,52
10	0,52	0,69	16,47	0,66	0,74	17,80	0,39

Анализ показателей графиков нагрузок показывает следующее:

1) потребления активной и реактивной мощности для 75% фидеров исследуемых ПС соизмеримы (среднесуточные значения отличаются в среднем на 7%);

2) потребление реактивной мощности для 32% фидеров исследуемых ПС превышает потребление активной мощности (например, фидеры 1 и 10 ПС «Латухино» (Саратовский филиал), в среднем на 43%; фидеры 37, 38, 39, 42 ПС «Демьянская» (Сургутский филиал) в среднем на 30%).

3) в ряде случаев потребители, подключенные к шинам ПС, генерировали реактивную мощность на ее шины (например, нагрузка, подключенная к фидеру 13 ПС «Латухино» Саратовского филиала, является активно-емкостной);

4) коэффициент заполнения графиков нагрузки и число часов использования максимума по реактивной мощности исследуемых фидеров приблизительно на 20% превышает соответствующие значения по активной мощности, что свидетельствует о более равномерном характере режимов потребления РМ;

5) коэффициент корреляции графиков нагрузки $r_{P,Q}$ для отдельных фидеров может достигать значений 0,7 – 0,98, что свидетельствует о том, что существует аналитическая зависимость между потреблением реактивной мощности и активной мощности для потребителей электроэнергии;

6) средневзвешенные значения коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ по вводам ПС превышают предельное допустимое значение, равное $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 0,4$, рекомендованное в [2] (кроме: ввод 1 ПС «Латухино») и составляют:

- ПС «Латухино» ввод 1 – 0,24, ввод 2 – 0,91;
- ПС «Демьянская» ввод 3 – 1,42, ввод 4 – 1,69;
- ПС «Дедуровская» ввод 2 – 0,55;

7) средневзвешенные значения коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}$ по филиалам ООО «Газпромэнерго» изменяются в диапазонах;

- Саратовский филиал от –0,06 до 1,85;
- Сургутский филиал от 0,49 до 2,06;
- Уренгойский филиал от 0,36 до 0,48;
- Южно-Уральский филиал от 0,43 до 0,84;

8) динамика изменения $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}$ не соответствует динамике реактивной мощности, поэтому мощность компенсирующих устройств устанавливаемых в

электрических сетях, должна определяться исходя из фактических значений потребляемой реактивной мощности, а именно средневзвешенного значения.

Выводы

В целях повышения эффективности работы объектов электросетевого хозяйства филиалов ООО «Газпромэнерго», выполнения требований нормативных документов по реактивной мощности и КЭ необходимо:

- выполнить комплекс работ (в том числе с использованием существующих АСКУЭ), включающий измерения активной, реактивной мощности и показателей КЭ на границах раздела электрической сети по балансовой принадлежности;
- разработать требования (рекомендации) по допустимым значениям реактивной мощности в часы наибольших и наименьших нагрузок потребителей, подключенных к ПС для поддержания требуемого $\operatorname{tg} \varphi$ на ее шинах;
- расчет и выбор компенсирующих устройств на напряжение 6 – 10 кВ осуществлять с учетом анализа показателей КЭ и расчетом резонансных режимов в электрической сети;
- разработать общие требования к автоматизированной информационно-измерительной системы мониторинга показателей качества электрической энергии (АИИС ПКЭ), мощностей, напряжений, токов и регистрации событий в электрической сети ПС;

Литература

1. ГОСТ 13109–97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.://ИПК Изд-во стандартов, 1998.

2. Приказ Министерства Промышленности и Энергетики Российской Федерации от 22 февраля 2007 г. № 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договоров энергоснабжения).

Антикризисное управление телекоммуникационным комплексом в электроэнергетике

В.Х. Ишkin, канд. техн. наук, заслуженный работник связи РФ, член Академии Связи, член Академии Информатизации

Продолжающийся в мире глубокий экономический кризис серьезно затронул одну из самых динамично развивающихся областей экономики — инфокоммуникацию. Затраты на эту отрасль в I квартале 2009 г. снизились на 30% и более. Прогноз этого спада на ближайшие месяцы составляет 45–50%. Статья бюджета затрат на инфокоммуникации — практически, первая из статей, которая повсеместно немедленно попадает под сокращение.

Учитывая существующее положение, ОАО «ФСК ЕЭС» следует детально пересмотреть программы реализации проектов в области инфокоммуникаций, в первую очередь, наиболее капиталоемких. Одновременно ОАО «ФСК ЕЭС» следует разработать план мероприятий по снижению эксплуатационных затрат.

В первую очередь экономию бюджета ОАО «ФСК ЕЭС» на реализацию проектов в области инфокоммуникаций нужно обеспечить за счет, практически, полного отказа от строительства за счет собственных инвестиций волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) с подвеской волоконно-оптических кабелей (ВОК) на опорах высоковольтных линий.

Принятое в прежние годы в ОАО «ФСК ЕЭС» решение о подвеске ВОК на всех линиях электропередачи компании не было достаточно обоснованным и базировалось в основном на стремлении, сконцентрировав в ОАО «ФСК ЕЭС» всю более-менее современную часть отраслевой диспетчерско-технологической сети связи, выйти на рынок телекоммуникаций в качестве национального оператора связи. Эта же цель преследовалась, когда будущей сети связи было присвоено тенденциозное название «Единая цифровая сеть связи электроэнергетики» (ЕЦССЭ), хотя всем здравомыслящим людям было ясно, что заставить возникающие электроэнергетические компании использовать только названную сеть невозможно, а значит, будет конкурентная борьба, в которой традиционные операторы связи всегда будут иметь преимущество.

Было проявлено полное не понимание того, что диспетчерско-технологическая система связи выполняет специфические функции и не является обычным видом связи, так как входит в контур всех систем оперативно-диспетчерского управления и ее эксплуатация и развитие как технической составля-

ющей систем подчинено требованиям этих систем, а значит не может быть коммерческой.

О том, что диспетчерско-технологическая система связи не может быть коммерческой, также свидетельствует тот факт, что такое распространенное понятие как услуги связи не применимо в области диспетчерско-технологической связи.

Услуга — это категория, которая, во-первых, может быть куплена или не куплена покупателем, а во-вторых, может быть оказана или не оказана производителем. Все решается волеизъявлением и компромиссом интересов двух сторон в процессе конкуренции. В диспетчерско-технологической связи все диктуется необходимостью, требованиями диспетчерского управления ЕЭС России.

Экономические законы диспетчерско-технологических и коммерческих сетей являются противоположными и антагонистическими.

Основным законом коммерческой сети является получение прямой прибыли, а само развитие сети определяется возможностью иметь максимальный трафик.

Основным законом технологической сети является максимальное удовлетворение потребностей оперативно-диспетчерского управления в надежной связи, а развитие сети определяется необходимостью иметь каналы связи с каждым объектом электроэнергетики. Как таковая прибыль или убытки от функционирования самой диспетчерско-технологической сети не важны. Важно другое, как функционирование диспетчерско-технологической сети способствует росту прибыли основного производства (генерации, транспортировки, потребления) и надежности его работы.

Проявлению непонимания способствовало и то, что в те годы у ОАО «ФСК ЕЭС» было достаточно собственных средств, и вопросы финансирования остро не стояли.

Принятое стратегическое направление реализовывалось без технико-экономического обоснования, но с большими надеждами, что в будущем все эти решения могут принести пользу, совершенно забывая, что могут и не принести. В итоге проводимая ОАО «ФСК ЕЭС» на протяжении семи лет политика в области связи привела к тому, что в настоящее время не может идти и речи о том, чтобы субъектам электроэнергетики предоставлять каналы связи или

услуги Единой цифровой сети связи электроэнергетики, а у самого ОАО «ФСК ЕЭС» на большинстве из примерно восьмисот объектов электросетевого хозяйства связь или отсутствует полностью или остается аналоговой с плохими характеристиками. Как говорится: «Сапожник остался без сапог!»

Сегодня принятая ОАО «ФСК ЕЭС» стратегия оказалась неприемлемой. Реализация проектов строительства ВОЛС по линиям электропередачи ввиду отсутствия необходимых инвестиций стала возможна только в случае, если они будут строиться за счет средств, полученных от операторов связи за «право прохода» по линиям электропередачи.

Необходимо отказаться от порочной практики выделения владельцам высоковольтных линий «всего лишь» одной пары волокон в подвешиваемых на этих линиях ВОК (до сих пор непонятны причины такой щедрости за счет ресурсов ОАО «ФСК ЕЭС»).

Необходимо вернуться к стратегии организации цифровых высокочастотных (ВЧ) каналов связи по высоковольтным линиям электропередачи, строительство которых обходится значительно дешевле.

В настоящее время скорость передачи по ВЧ-каналам достигает 256 кбит/с, что дает возможность передавать всю информацию, необходимую для управления нормальными (голос, данные) и аварийными (релейная защита, противоаварийная автоматика) режимами энергосистем и энергообъединений. Опыт организации ВЧ-каналов с использованием частот 16 кГц и выше, показывает, что длины участков ВЧ-каналов, не требующих усиления сигнала, достигают 550–600 км по сравнению с длиной порядка 250 км для волоконно-оптических кабелей.

Кроме того, следует иметь ввиду, что ВЧ-каналы обеспечивают более высокую надежность передачи информации, чем каналы, организованные по волоконно-оптическим линиям передачи, но естественно при значительно меньших объемах. Однако большие объемы передачи информации с объектов электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС» в ближайшие годы и не потребуются. К тому же не следует забывать, что затраты на эксплуатацию ВЧ-каналов существенно ниже, чем каналов по ВОК, так как для монтажа и ремонта ВОК требуется наличие в электросетевых компаниях специальных машин и механизмов, а также весьма дорогостоящего контрольно-измерительного и сварочного оборудования.

Мировым лидером по выпуску цифровой аппаратуры высокочастотной связи по линиям электропередачи является компания «АББ — Энергосвязь», производящая, в том числе, аппаратуру ETL-600. В настоящее время ряд российских предприятий

также освоил и выпускает современную аппаратуру для организации ВЧ-каналов. Поэтому возврат к стратегии применения цифровой ВЧ-связи для ОАО «ФСК ЕЭС» вполне возможен, тем более, что оно разрабатывает упрощенные требования к программно-техническим комплексам систем сбора и передачи информации и систем связи объектов электросетевого хозяйства.

Важнейшим направлением деятельности должно стать существенное изменение стратегии и тактики использования спутниковых каналов связи, созданных по Программе «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета Единой (национальной) электрической сети (АИИС КУЭ ЕНЭС)». Принятое решение об установке на объектах электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС» порядка 600 терминалов и аренда такого же количества каналов на многие годы легли тяжелым грузом на капитальные вложения и еще больше на эксплуатационные расходы ОАО «ФСК ЕЭС».

Существуют несколько вариантов более экономичного решения организации сети АИИС КУЭ. Один из них — создание комбинированной сети на базе наземных каналов (ВЧ-связь по линиям электропередачи, существующие ВОЛС, радиосистемы). При этой схеме сбор информации от объектов электросетевого хозяйства до узловых пунктов осуществляется по наземным каналам, а далее от узловых пунктов до соответствующих центров — по спутниковым каналам связи. В этом случае количество терминалов и арендованных каналов можно уменьшить в 20–25 раз, а следовательно существенно снизить затраты на создание и эксплуатацию сети связи.

При принятии решения по созданию спутниковой сети руководство ОАО «ФСК ЕЭС» было введено в заблуждение. Руководству для обоснования развертывания спутниковой сети связи была приведена стоимость полукомплекта аппаратуры ВЧ-связи фирмы «Siemens» в сумме 250 тыс. дол. Указанная цена на аппаратуру ВЧ-связи далеко не соответствовала реальным ценам. Так, по выполненным ранее проектам в зависимости от количества каналов стоимость аппаратуры ВЧ-связи фирмы «Siemens» составляла от 30 до 60 тыс. дол. (в зависимости от канальности).

Стоимость поставки фирмой «Siemens» аналогичной аппаратуры ВЧ-связи (полукомплекта), в другие страны была порой в 2,5–3 раза ниже. Естественно, что разница вполне возможна в зависимости от объема поставок, сложившихся взаимоотношений между компаниями, но не в таких пределах.

Как видно из приведенных выше данных для ОАО «ФСК ЕЭС» вопрос ценообразования еще

один острый вопрос, требующий решения в сегодняшний кризисный период.

В прежние годы при закупке аппаратуры, в том числе и ВЧ-связи по линиям электропередачи через МВЭС (объединение «Техноинторг») существовали четкие рекомендации: при подписании контракта иметь для сравнения контрактные цены по трем и более поставкам аналогичного оборудования в другие страны. И фирмы-поставщики такие сведения предоставляли безоговорочно. Данную методику надо вновь ввести в практику для анализа конъюнктуры цен.

Также следует исключить порочную практику, когда стоимость работ и оборудования в проектах определяет заказчик проекта. Юридически это право принадлежит проектной организации.

Сегодня, в условиях продолжающегося кризиса назрела острая необходимость в консолидации возможностей всех отраслей топливно-энергетического комплекса в части телекоммуникаций. Еще, примерно, около двух десятилетий назад один из первых приказов, подписанных министром Минтопэнерго России А.Ф. Дьяковым, посвящался созданию Координационного совета по телекоммуникациям отраслей топливно-энергетического комплекса.

Действительно, многие из существующих проблем можно было бы решить в рамках единого для ТЭК министерства — Министерства энергетики РФ. Учитывая такую возможность, для организации сети АИИС КУЭ следовало бы рассмотреть еще один весьма экономичный вариант — использование спутниковой сети ОАО «Газпрома».

В настоящее время ОАО «Газпром» имеет:

- транспондеры на геостационарной орбите, работающие в диапазоне «С»;
- транспондеры на геостационарной орбите, работающие в диапазоне Ku;
- низкоорбитальный комплекс «Смотр» для мониторинга инфраструктур.

Сегодня спутниковая группировка ОАО «Газпрома» имеет возможности обеспечить надежную

и качественную передачу информации по всей территории нашей страны, в том числе в северных и северо-восточных ее частях. А это особенно актуально в связи с планами развития электроэнергетики на период до 2020 г. и строительством в районах Урала и Сибири магистральных линий электропередачи сверхвысоких и ультравысоких напряжений переменного и постоянного тока, трассы которых пройдут в основном по необжитым районам и через лесные массивы.

Существует еще одно направление, где можно обеспечить экономию бюджета на инфокоммуникации — коммутационные узлы.

За последние годы коммутационная техника в электроэнергетике была существенно обновлена, в первую очередь, на верхних уровнях управления ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и других акционерных обществ. Внедренные телекоммуникационные платформы Nicom 350H, HiPath 4000 и другие цифровые коммутационные системы в основном обеспечивают потребности отрасли. В соответствии с этим необходимо рассмотреть возможность отказа от модернизации этой техники в ближайшие 2–3 года.

Следует обратить внимание еще на один вопрос — подготовку кадров в области решения системных вопросов инфокоммуникаций.

Например, ОАО «ФСК ЕЭС» имеет в своем составе Дирекцию по технологии, Дирекцию по информатизации, Дирекцию по телекоммуникациям, соответствующие Департаменты, но не имеет ни одного подразделения, ни одного специалиста, понимающего в системных вопросах телекоммуникаций.

Указанные обстоятельства приводили и будут приводить ОАО «ФСК ЕЭС» к тяжелым последствиям.

Сегодняшний кризисный период необходимо использовать для решения изложенных проблем в полном объеме.

Комбинированные блоки питания. Характеристики входных цепей

О.Г. Захаров (Санкт-Петербург)

Блоки, получающие энергию от трансформаторов тока и напряжения, принято называть **комбинированными блоками питания** [1, 2].

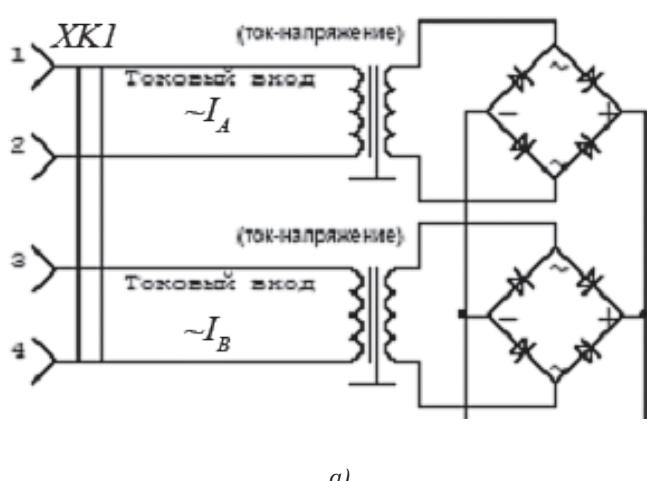
Комбинированный блок питания используется на подстанциях с переменным оперативным током для питания:

- схем и цифровых устройств релейной защиты (в нормальных режимах работы сети);
- входных цепей цифрового устройства релейной защиты (при близких КЗ с большими пропалами напряжения длительностью до 0,5 с¹).

Во всех комбинированных блоках питания для получения энергии от токовых цепей предусмотрены два токовых входа для подключения вторичных цепей трансформаторов тока фаз А и С защищаемого присоединения.

В блоках «Орион-БПК-2», «Орион-БПМ-2» (рис. 1, а) и КБП-301 (рис. 1, б) предусмотрено два входных трансформатора «ток—напряжение», что не требует соблюдения полярности выводов вторичных обмоток трансформаторов тока при подключении их к блоку питания [4, 5].

В таких блоках суммирование производится на стороне выпрямленного напряжения, так как каждый из трансформаторов «ток—напряжение» работает на свой двухполупериодный выпрямительный мост, а выходы мостов соединены параллельно.



а)

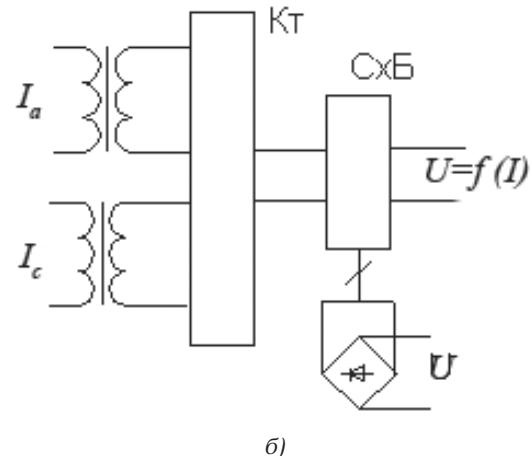


Рис. 1. Токовые входы в блоках «Орион-БПК-2» (а) и КБП-301 (б)

В блоках, показанных на рис. 2, трансформатор «ток—напряжение» должен быть рассчитан на передачу номинальной выходной мощности (без учёта потерь). Суммирование токов в этих блоках осуществляется на стороне переменного напряжения на сердечнике трансформатора (рис. 2, а) либо на входной обмотке (рис. 2, б).

Для обеспечения надежной работы комбинированных блоков питания с одним входным трансформатором «ток—напряжение» при всех видах коротких замыканий рекомендуется включать токовые входы на разность токов фаз А и С [5]. На рис. 2 одноименные зажимы токовых цепей обозначены точкой. Для снижения нагрузки на трансформаторы тока защищаемого присоединения при нормальном режиме работы в блоках некоторых типов предусмотрено блокирование каналов тока при наличии напряжения на соответствующих входах.

В блоках типа КБП-301 [5, 9] блокирование каналов тока Kt при $U > 150$ В осуществляется на стороне выпрямленного напряжения специальной схемой блокирования $CxБ$ (см. рис. 1, б).

При работе схемы блокирования блок потребляет от трансформаторов тока мощность, необходимую для покрытия потерь в сопротивлениях первичной и вторичной обмоток, потерь в железе трансформатора и потерь в схеме Kt . График изменения потребляемой мощности в зависимости от тока во вторичной цепи трансформатора тока приведен на рис. 3.

¹ В соответствии с требованиями РД [3] все современные цифровые блоки релейной защиты должны «...сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания: — при перерывах питания длительностью до 0,5 с;...»

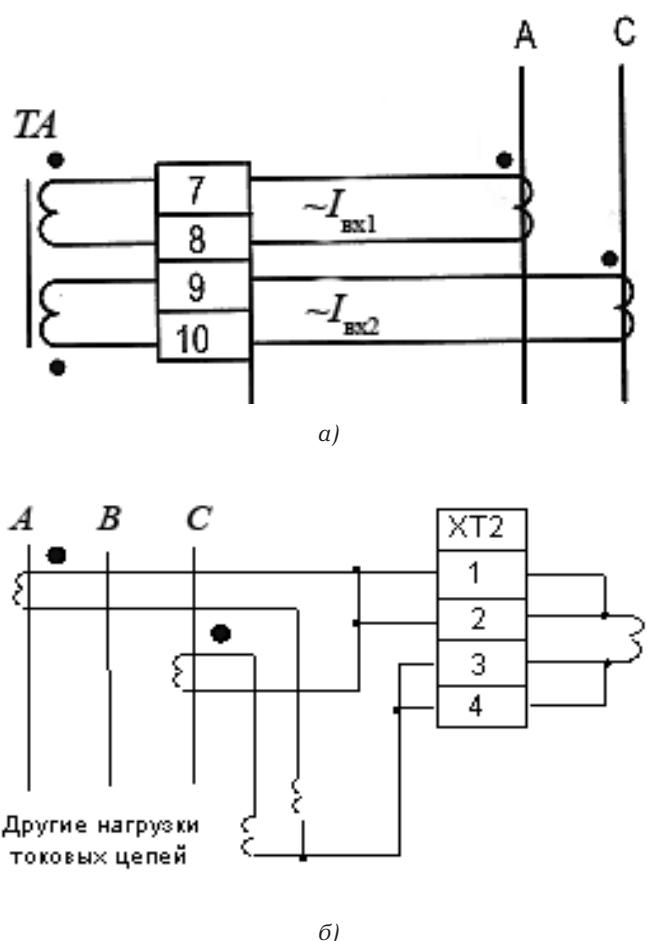


Рис. 2. Токовые входы в блоках БПНТ (а) и БПК (б)

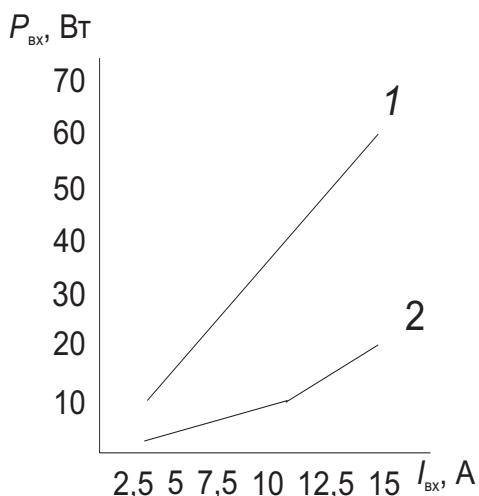


Рис. 3. Зависимость потребляемой мощности от входного тока

При изменении входного тока потребляемая блоком мощность изменяется по линии 1 при работающих и по линии 2 при заблокированных каналах тока.

В блоках серии БПК [7, 8] шунтирование первичной обмотки трансформатора «ток—напряжение» производится контактом $K1$ (рис. 4).

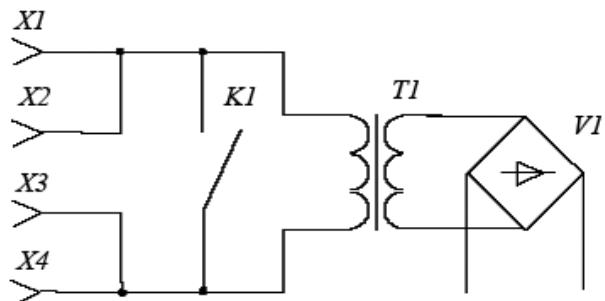


Рис. 4. Блокирование канала тока в блоке серии БПК

Контакт $K1$ находится в замкнутом состоянии, если значение напряжения на входе напряжения находится в диапазоне от $0,5$ до $1,2 U_{\text{ном}}$, и поэтому блок не потребляет дополнительной мощности от токовых цепей. Если быть более точным, то потребляется только мощность на покрытие потерь в сопротивлениях цепей до контакта $K1$ и в самом контакте.

Необходимо отметить, что включение комбинированных блоков питания приводит к изменению сопротивления во вторичных обмотках трансформаторов тока¹.

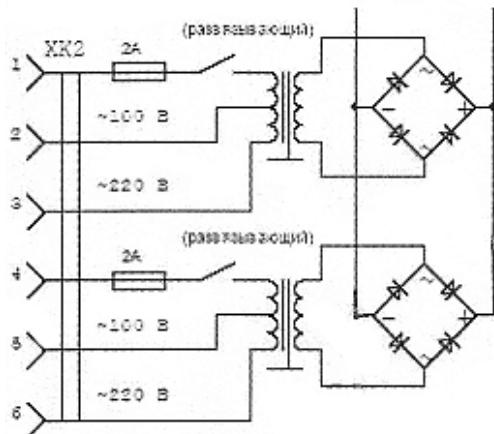
В известных комбинированных блоках питания используется несколько вариантов подключения трансформаторов напряжения (измерительных или собственных нужд). Наибольшее распространение получило использование двух входов по напряжению с разделительными (развязывающими) на рис. 5, а) трансформаторами. Обратим внимание, что во входных цепях напряжения блоков производства ЗАО «Радиус-Автоматика» по традиции применяны тумблеры.

Входные цепи напряжения, показанные на рис. 5, позволяют осуществить несколько вариантов подключения блока к источникам напряжения:

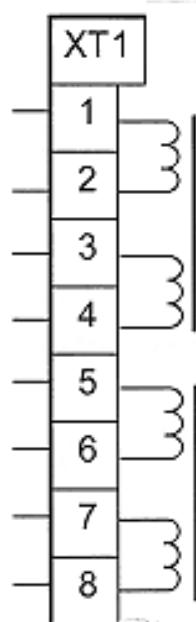
- оба трансформатора подключены к одному и тому же источнику напряжения 100 В;
- оба трансформатора подключены к одному и тому же источнику напряжения 220 В;
- трансформаторы подключены к двум источникам с разным напряжением (100 и 220 В);
- трансформаторы подключены к двум разным источникам с одинаковым напряжением (100 или 220 В).

¹ О влиянии сопротивления в цепи трансформаторов тока защищаемого присоединения на правильность работы релейной защиты рассказано в [10] и в материалах дискуссии, опубликованной на страницах этого же журнала [11].

Мощность каждого из разделительных трансформаторов, показанных на рис. 5, должна быть рассчитана (без учёта потерь) на передачу номинальной мощности блока при отсутствии сигнала на токовых входах.



а)

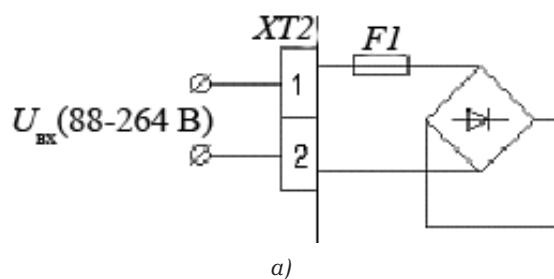


б)

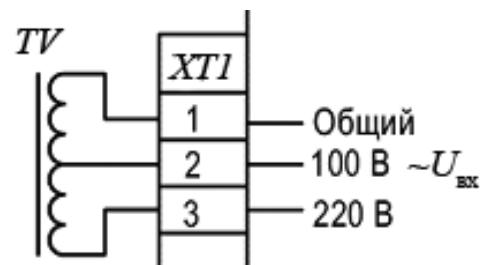
Рис. 5. Входы напряжения в блоках «Орион-БПК-2» (а) и БПК (б)

В комбинированных блоках питания КБП-301 и БПНТ предусмотрен всего один вход напряжения. В блоке КБП-301 разделительный трансформатор отсутствует и сетевое напряжение (независимо от рода тока) поступает непосредственно на выпрямительный мост (рис. 6, а).

Разделительный трансформатор в блоках БПНТ предназначен для работы с переменным напряжением 100 или 220 В (рис. 6, б).



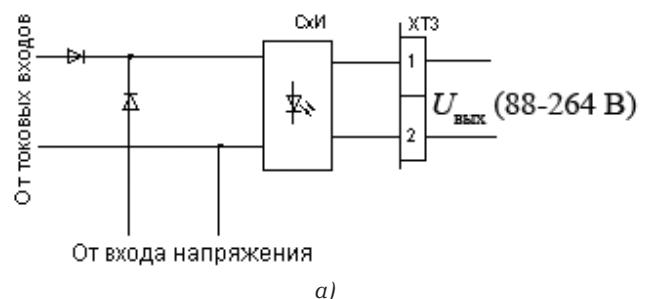
а)



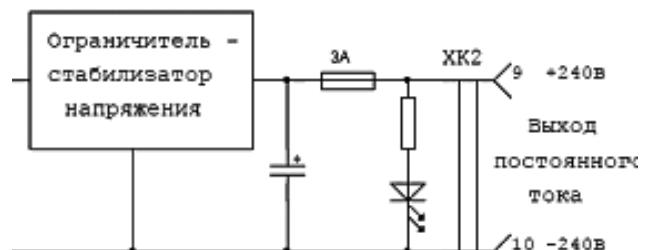
б)

Рис. 6. Входы напряжения блоков КБП-301(а) и БПНТ (б)

Объединение входов тока и напряжения во всех комбинированных блоках питания производится на стороне выпрямленного напряжения с помощью диодов. В блоке КБП-301 после диодов предусмотрена схема индикации СхИ (рис. 7, а), сигнализирующая о наличии напряжения на выходе блока превышающего 20 В, и обеспечивающая защиту блока от короткого замыкания на выходе.



а)



б)

Рис. 7. Объединение входов тока и напряжения в комбинированных блоках КБП-301 (а) и «Орион-БПМ-2» (б)

Таблица 1. Характеристики входов комбинированных блоков питания

Характеристика	«Орион» ¹	КБП-301	БПК-3(4)	БПНТ	БПНТ-1 ⁴	БПНТ-2
Количество входов	2	2	2	2	2	2
Количество трансформаторов	2	2	1	2	2	2
Рабочий диапазон токов, А	от 6,0 до 150,0 ²	от 2,5 до 15,0		от 4 до 200	от 4 (8) до 150 (300)	от 8 до 150
Длительный ток, А	10,0	15,0	15,0	5,0	5,0 (10)	5,0
Термическая стойкость, А _т в течение:						
10 с	—	40	—	—	—	—
2 с	100	150	—	—	—	—
1 с	150	250	250	200	150 (300)	150
Блокирование	Нет	$U_{\text{вх}} > 150 \text{ В}$ $U_{\text{вх}} < 120 \text{ В}$	$U_{\text{вх}} > 0,5 U_{\text{ном}}$ $U_{\text{вх}} < 0,5 U_{\text{ном}}$	Нет	нет	нет
Работа						
Количество входов	2	1	2	1	1	1
Количество трансформаторов	2	Нет	2	1	1	1
Рабочий диапазон напряжений, В	=	88–264	(0,6–1,2) $U_{\text{ном}}$	(0,8–1,15) $U_{\text{ном}}$	(0,8–1,15) $U_{\text{ном}}$	(0,8–1,15) $U_{\text{ном}}$
Номинальное напряжение, В	100 или 220	—	100 или 220	220	100 или 220	100 или 220
Максимальное напряжение, В	—	264	120 или 264	1,15 $U_{\text{ном}}$	1,15 $U_{\text{ном}}$	1,15 $U_{\text{ном}}$
Задержка	Предохранитель ³	Предохранитель	—	—	—	—
Частота, Гц	50	50	50	50	50	50
Контактные зажимы	Класс 2 по ГОСТ 10434–82	—	—		Класс 2 по ГОСТ 10434–82	
Подключение проводников	$2 \times 2,5 \text{ мм}^2$	$1 \times 2,5 \text{ мм}^2$	$2 \times 2,5 \text{ мм}^2$	$2 \times 1,5 \text{ мм}^2$ или $1 - 2,5 \text{ мм}^2$	$2 \times 1,5 \text{ мм}^2$ или $1 - 2,5 \text{ мм}^2$	

¹ «Орион-БПМ-2» и «Орион-БПК-2».

² При токе 6А выходная мощность равна 20 Вт.

³ В блоке «Орион-БПК-2» применена также электронная схема.

⁴ В скобках приведены значения токов при параллельном включении обмоток трансформатора.

Со вторичных обмоток трансформаторов «ток—напряжение» (см. рис. 1, а) и трансформаторов напряжения (см. рис. 5, а) в блоках «Орион» напряжение поступает на диодные выпрямительные мосты, а с них — на вход ограничителя-стабилизатора напряжения (рис. 7, б). Соединенные таким образом выпрямительные мосты выполняют роль **максиселектора**, обеспечивая питание выхода либо от токового входа, либо от выхода напряжения.

Исключения возрастания выходного напряжения сверх 250 В обеспечиваются схемой стабилизатора — ограничителя напряжения. Защита выхода блока «Орион-БПМ-2» от коротких замыканий осуществляется предохранителем. В блоках «Орион-БПК-2» в дополнение к предохранителю предусмотрена также электронная схема, обеспечивающая автоматическую защиту от перегрузок и коротких замыканий на выходе. О наличии напряжения на выходе блоков сигнализирует светодиод. Объединение входов тока и напряжения позволяет во всех рассмотренных в данной работе комбинированных блоках питания реализовать быстродействующее АВР за счёт автоматического перехода на источник с максимальным напряжением.

Характеристики комбинированных блоков питания приведены в табл. 1.

Литература

1. Реле защиты. М.: Энергия, 1976.
2. Захаров О.Г. Комбинированные блоки питания. Характеристики выходных цепей//Вести в электроэнергетике. № 2. 2009. С. 33.
3. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1997 (с изменением № 1).
4. Блок питания комбинированный «Орион-БПК»// материал размещен на странице <http://www.jais.ru/orionbpk2.htm>
5. Комбинированный блок питания КБП-301 // материал размещен на странице http://www.mtrele.ru/production/power_unit/kbp_301/
6. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. М.:Энергоатомиздат, 1998.
7. Блок питания комбинированный БПК 3(4)// материал размещен на странице http://www.mtrele.ru/production/power_unit/bpk34/
8. Источник питания комбинированный. Патент на изобретение № 2216844. Приоритет от 26.07.2001 // С.В. Езерский, А.В. Миров, В.И. Потапенко, Ю.А. Алексеев.
9. Источник питания устройств релейной защиты от токовых цепей комплектных распределительных устройств. Заявка на полезную модель № 2008135414 с приоритетом от 01.09.2008//Потапенко В.И.
10. Баглейтер О. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ// Новости ЭлектроТехники. № 5 (53). 2008.
11. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ. Дискуссия// Новости ЭлектроТехники. № 1 (55). 2009.

Новая политика в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды

В мае 2009 г. ОАО «ЮГК ТГК-8» введены в действие стандарты Политики ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке. На ее реализацию в 2009 г. будет направлено более 130 млн руб.

В рамках перехода на корпоративные стандарты Группы «ЛУКОЙЛ» в ОАО «Южная генерирующая компания ТГК-8» введена новая политика в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Данная программа разработана в соответствии с требованиями российского законодательства и международного стандарта ISO 14001 и спецификации OHSAS 18001.

Ее приоритетными задачами является обеспечение безопасных условий труда работников, защиты здоровья персонала компании и населения, проживающего в районах деятельности ОАО «ЮГК ТГК-8», а также сохранение благоприятной окружающей среды.

Новая политика обеспечивает эффективное планирование и реализацию природоохранных мероприятий, защиту работников компании и населения от последствий техногенных происшествий, сохранность жизни и здоровье персонала при выполнении трудовых функций.

«Это нововведение позволит нам внедрять наиболее прогрессивные разработки в данном направлении, а также использовать накопленный опыт нашего основного акционера ОАО «ЛУКОЙЛ», — отметил начальник отдела промышленной безопасности и охраны труда ОАО «ЮГК ТГК-8» Сергей Левченко.

Еще раз о надежности микропроцессорных устройств релейной защиты

В.И. Гуревич, начальник сектора Центральной лаборатории Электрической компании Израиля, канд. техн. наук

В предыдущих публикациях автор уже неоднократно анализировал ситуацию, связанную с переходом от электромеханической к микропроцессорной релейной защите, рассматривал вопросы, связанные с перспективами и проблемами применения микропроцессорных устройств релейной защиты [1–4]. Весьма острые реакции читателей, часто возникающая после публикации статей автора на эту тему, с одной стороны, и аргументированные ответы автора на критику оппонентов — с другой, показывают, что среди научно-технической общественности, связанной с этой темой, нет единого мнения о перспективах микропроцессорных защит, нет однозначного понимания того, что как и любое другое сложное устройство микропроцессорные защиты обладают не только очевидными преимуществами, но и недостатками. В связи с этим, автор решил вновь вернуться к этой весьма актуальной теме и познакомить читателей журнала со своими новыми доводами и результатами исследования. Автор приглашает заинтересованных читателей принять участие в дискуссии на эту тему.

Одним из широко распространенных мифов [5], объясняющих неизбежность перехода на микропроцессорные защиты, является миф, что устройства защиты на электромеханических реле не позволяют обеспечить выполнение технических требований, предъявляемых к релейной защите и дальнейшее существование электроэнергетики просто невозможно без микропроцессорных устройств релейной защиты (МУРЗ).

В действительности, никаких новых функций в релейную защиту МУРЗ не привнесли, а параметры и возможности высококачественных электромеханических и полупроводниковых (т.е. статических аналоговых устройств, выполненных на основе дискретных полупроводниковых элементов или с применением интегральных микросхем) полностью обеспечивают потребности релейной защиты. В релейной защите нет таких задач, которые нельзя было бы решить с помощью электромеханических или статических реле. Свидетельством этому является тот факт, что развитые электрические сети и системы существуют и успешно функционируют во всем мире уже более 100 лет, тогда как микропроцессорные защиты появились в эксплуатации в сколько-нибудь заметном количестве всего каких-то 10–15 лет тому назад. При этом, с началом применения МУРЗ логика работы энергосистемы не изменилась, не увеличилось количество операций, выполняемых энергосистемой, не изменилось количество вырабатываемой электроэнергии, не изменились принципы передачи и распределения электроэнергии.

Прогресс в развитии электромеханических реле был полностью остановлен 30–35 лет тому назад в связи с тем, что все усилия разработчи-

ков были направлены на создание электронных, а затем и микропроцессорных защит. И дело здесь вовсе не в каких-то принципиальных недостатках электромеханических реле и в их неспособности обеспечивать надежную защиту энергетических объектов, а совершенно в другом. Дело в том, что затраты на полностью роботизированное (вплоть до автоматического тестирования) производство МУРЗ из дешевых электронных комплектующих высокой степени интеграции не идет ни в какое сравнение с затратами на производство и ручную сборку из высокоточных механических элементов электромеханических реле, при том, что продажная стоимость МУРЗ остается очень высокой. Например, российская компания НЭК из Новосибирска (www.nec.mbit.ru) предлагает контрактную сборку печатных плат с использованием современной технологии поверхностного монтажа со скоростью монтажа 50 000 компонентов в час! Очевидно, что при наличии такого высокопроизводительного полностью автоматического оборудования производство печатных плат, из которых и состоит МУРЗ, приносит производителям баснословные прибыли по сравнению с производством механических реле. Именно в сфере производства, а не эксплуатации проявляется самое важное преимущество МУРЗ: сверхприбыль производителей. Апологеты скройшего и повсеместного внедрения МУРЗ часто приводят такие доводы в пользу последних, как отсутствовавшая у электромеханических реле возможность записи аварийных режимов, возможность обмена информацией между реле и т.п. Но все это рекламные трюки, не имеющие ничего общего с действительностью. Сегодня на рынке имеются сотни разновидностей микропроцессор-

ных самописцев аварийных режимов, способных передавать данные по сети, которые регистрируют аварийные режимы значительно лучше и полнее, чем это делают МУРЗ; имеются развитые системы передачи информации, такие, например, как SCADA, хорошо работающие уже многие годы с электромеханическими реле. В отличие от реле защиты, микропроцессорные самописцы аварийных режимов не способны повлиять на надежность электроснабжения и спровоцировать тяжелые аварии в сети при отказах в работе, поэтому широкое их использование можно только приветствовать.

Следует подчеркнуть весьма важный момент: говоря о не микропроцессорных реле, мы подразумеваем не какие-то конкретные образцы реле, а общий принцип: не использование микропроцессоров и микросхемотехники в реле защиты. А говоря об электромеханических реле — не сильно устаревшие и изношенные однофункциональные электромеханические реле российского производства типа РТ-40 или РТ-80, а лучшие образцы реле ведущих западных фирм-производителей. Это очень важный момент во всех наших рассуждениях, поскольку во всех своих доводах апологеты МУРЗ используют в качестве базы для доказательства преимуществ МУРЗ именно эти типы электромеханических реле. Чтобы понять всю абсурдность такого сравнения достаточно вспомнить, что реле РТ-40 — это легкая модификация реле ЭТ-520, разработанного в СССР более 50 лет тому назад.

Ситуация в странах бывшего СССР отличается особой сложностью. Нормированные сроки эксплуатации электромеханических реле там уже давно исчерпаны, многие из них находятся в весьма плачевном состоянии и эксплуатационному персоналу приходится предпринимать героические усилия для поддержания работоспособности релейной защиты. В такой ситуации переход на МУРЗ — это единственный вариант, у которого просто нет альтернативы из-за диктата производителей.

Сегодня на мировом рынке просто не существует электромеханических реле защиты, разработанных с использованием современных материалов и технологий, а все ведущие мировые производители реле защиты полностью перешли на производство исключительно МУРЗ. Вместе с тем, прогресс в области новых материалов и новых компонентов позволяет построить реле защиты на совершенно новых принципах, к которым можно отнести, например, гибридные реле [6]. К сожалению, сегодня производителей МУРЗ, увлеченных все большим функциональным усложнением своих изделий, позволяющим не вкладывая значительных средств, увеличивать стоимость МУРЗ (или на

протяжении многих лет не снижать их стоимость), уже практически невозможно заинтересовать какими-то альтернативными видами реле, не способными конкурировать в части прибыльности с МУРЗ. Причем прибыльность производителя МУРЗ обусловлена не только большой разницей между себестоимостью и продажной ценой МУРЗ, но и использованием технологий производства (поверхностный монтаж суперминиатюрных элементов и микросхем с повышенной степенью интеграции на многослойной печатной плате), не допускающей ремонта модулей МУРЗ.

Вышедший из строя модуль МУРЗ, выполненный по такой технологии, можно только выбросить, заменив новым. Именно такой подход рекламируется производителями МУРЗ как высокая ремонтопригодность их изделий. Но если учесть, что весь МУРЗ стоимостью 5–15 тыс. дол. состоит из четырех–пяти таких модулей (отдельных печатных плат), то становится понятным во что обойдется потребителю (т. е. энергосистемам) такая «ремонтопригодность». По данным, приведенным в [7], уже сейчас надежной эксплуатации устройств РЗА «препятствуют ... невыполнение заявок служб РЗА на запчасти, существенный рост затрат на РЗ и проверочные устройства к ним в случае применения микропроцессорных устройств РЗА». И это при менее, чем 1% МУРЗ в релейной защите! Что же будет при возрастании доли МУРЗ в общем объеме реле защиты?

Еще одна статья доходов производителей МУРЗ обеспечивается за счет попытки переложить на плечи потребителей технические проблемы МУРЗ, заставив их приобретать дополнительные блоки и модули, направленные на повышение надежности работы МУРЗ. В качестве примера можно привести дополнительные модули питания, рекомендуемые НТЦ «Механотроника» для обеспечения работоспособности МУРЗ при перерывах оперативного питания в течение 0,5 с. Но ведь такое требование предъявляется [8] непосредственно к самому МУРЗ, а не к дополнительным блокам и модулям питания.

В п. 4.5.8 [8] совершенно однозначно записано: «Устройства МП РЗА должны сохранять заданные функции без изменения параметров и характеристик срабатывания при перерывах питания длительностью до 0,5 с». Так почему бы производителю не ввести дополнительный конденсатор большой емкости во внутренний источник питания МУРЗ для поддержания его работоспособности в течение 0,5 с при перерывах оперативного питания (тем более, что собственное потребление современных МУРЗ весьма незначительное)? Вопрос,

конечно, чисто риторический, ведь очевидно, что намного выгоднее заставить потребителя раскошелиться на приобретение дополнительного модуля питания, как это рекомендуют в НТЦ «Механотроника» (см. [9]).

Непосредственно с вопросами надежности МУРЗ и их стоимости связан также вопрос о старении и сроке эксплуатации устройств защиты. Для МУРЗ (как и для электромеханических реле) установлен нормативный срок эксплуатации 25 лет [8]. Фактически же многие электромеханические реле находятся в эксплуатации по 30 и даже 40 лет, в то время как компьютерная техника стареет намного быстрее. Речь идет и о физическом старении электронных компонентов, особенно таких, как электролитические конденсаторы (срок службы которых не превышает 10–12 лет), и о старении программного обеспечения. Это означает, что потребители МУРЗ обязаны будут тратить огромные суммы на обновление МУРЗ гораздо чаще, чем они делали это при использовании электромеханических защит.

Несмотря на отмеченные проблемы, тенденции развития релейной защиты таковы, что широкое и всё возрастающее применение микропроцессорных реле защиты неизбежно. При этом расширение распространения МУРЗ связано не только с необходимостью замены выработавших свои нормативные сроки электромеханических реле, но и с вводом в строй новых энергетических объектов, то последние 10–15 лет во всем мире идет процесс постепенного перехода на устройства релейной защиты нового поколения, выполненные на базе микропроцессоров. Для «проталкивания» на рынок МУРЗ производители этих устройств, а также их многочисленные торговые представители проводят весьма активную рекламную компанию, всячески восхваляя МУРЗ и приижая достоинства реле других типов.

Основным тезисом этих рекламных компаний является утверждение о том, что МУРЗ обеспечивают очень высокую надежность релейной защиты в отличие от старых и сильно изношенных электромеханических реле, доживающих свой век. Вместе с тем, совершенно очевидно, что МУРЗ представляют собой сложные технические комплексы, состоящие из многих тысяч компонентов. Точно так, как и любые другие сложные электронные системы, они не могут не иметь недостатков и не могут обладать абсолютной надежностью, особенно если учесть совсем не «тепличные» условия работы МУРЗ в электрических сетях. Но, если это так, то, наверное, в технической литературе должно было быть достаточно много статей, рассматривающих технические проблемы микропроцессорных реле. Уважаемый

читатель, а много ли статей, рассматривающих проблемы МУРЗ, ты читал?

Весьма показательным является тот факт, что подавляющее большинство статей в технических журналах, посвященных МУРЗ, написано представителями компаний производителей МУРЗ. Естественно, что эти публикации представляют собой откровенную или завуалированную рекламу, а вовсе не серьезный анализ проблем с надежностью или других вполне реальных проблем, имеющихся у МУРЗ. Более того, поскольку эти же компании являются богатыми рекламодателями, щедро оплачивающими весьма значительные площади журнальных страниц, журналы крайне неохотно принимают к публикации статьи, посвященные критике продукции их рекламодателей, причем иногда даже не стесняясь откровенно заявлять об этом.

Сложившаяся ситуация выглядит как некое табу, наложенное на обсуждение этой темы. А если одиночному автору и удается случайно прорваться через этот «железный занавес» [1–4], то на него обрушивается шквал весьма резкой критики, включающей личные выпады и даже обвинения в попытке затормозить технический прогресс в России (как это было после одной из публикаций).

В [4] мы уже подробно рассматривали проблемы с надежностью каждого из основных функциональных узлов МУРЗ и показали на конкретных примерах, что так называемая «самодиагностика», которой охвачены якобы 80% узлов МУРЗ, является, по большому счету, рекламным трюком и распространенным мифом. Да, действительно, самодиагностика МУРЗ может выявить некоторые внутренние повреждения, например, такие как выход из строя внутреннего источника питания или микропроцессора. Но как можно всерьез говорить об этом как о великом «преимуществе» МУРЗ перед электромеханическими реле, если в последних вообще не было никаких внутренних источников питания и никаких микропроцессоров, т.е. просто нечего было «самодиагностировать»?

Что же касается модулей МУРЗ со входными трансформаторами тока и напряжения, модулей цифровых входов, модуля с выходными реле, то они, как это показано в [4] не охвачены самодиагностикой. Кроме того, как показано в [4], поскольку система самодиагностики построена на микропроцессорах и элементах памяти, то она сама является источником повреждений МУРЗ. В действительности, самодиагностика не является преимуществом МУРЗ перед электромеханическими реле, а является всего лишь частичной компенсацией очень серьезного недостатка МУРЗ: концентрацией многих защитных функций в одном единственном модуле. Например, единственное МУРЗ типа М-3430 (рис. 1), обеспе-

чиваеет полную защиту генератора электростанции от всех возможных аварийных режимов, совмещающая функции 14 отдельных реле защиты. Можно себе только представить, что произойдет, если в аварийном режиме откажет какой-нибудь общий для всех этих реле узел из-за повреждения какой-то копеечной детали: генератор попросту окажется ВООБЩЕ БЕЗ ВСЯКОЙ ЗАЩИТЫ! Без самодиагностики такое устройство нельзя было бы и на пушечный выстрел подпускать к защите электроэнергетических объектов. Так что самодиагностика — это вынужденная мера, а вовсе не красивое приложение, поэтому рекламировать ее как некое выдающееся достижение в релейной защите, совершенно не оправдано.

Как ни странно, но никто из оппонентов не стал

опровергать конкретные доводы автора по конкретным проблемам конкретных узлов МУРЗ, сосредоточивших лишь на критике некоторых общих сведений и доводов о надежности МУРЗ, заимствованных автором (с соответствующими многочисленными ссылками) у других авторов, исследовавших этот вопрос. В связи с этим мы решили провести собственное исследование, воспользовавшись статистическими данными по отказам реле защиты за 2007–2008 г. одной из западных энергокомпаний (по этическим соображениям мы не приводим название этой компании).

Исходные данные по отказам реле защиты и результаты расчетов приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1. Интенсивность отказов релейной защиты различных видов

Параметр	Электромеханические реле		Статические реле		Микропроцессорные реле	
	2007 г.	2008 г.	2007 г.	2008 г.	2007 г.	2008 г.
Общее количество реле в эксплуатации	2312		2745		3787	
Количество повреждений	1	4	8	8	43	51
Относительное количество повреждений ¹ , %	0,043	0,173	0,291	0,291	1,135	1,347
Среднегодовое относительное количество повреждений ² , %	0,11		0,29		1,24	
Годовая интенсивность отказов ³	1		2,6		11,3	

¹ Относительное количество повреждений — отношение количества повреждений реле данного типа к общему количеству реле этого типа, находящихся в эксплуатации.

² Среднегодовое относительное количество повреждений — среднее за два года (2007–2008 гг.) количество относительных повреждений.

³ Годовая интенсивность отказов — отношение среднегодового относительного количества повреждений реле различных видов к такому же показателю для электромеханических реле (принято за 1).

Таблица 2. Рост интенсивности повреждений релейной защиты при использовании реле новых типов

Ввод в эксплуатацию	Реле	Общее количество реле	Количество повреждений				Годовая интенсивность повреждений	
			общее		относительное, %			
			2007 г.	2008 г.	2007 г.	2008 г.		
1970–1975	Электромеханические различных типов	3212	1	4	0,043	0,173	0,11	
1975–1980	Статические («Combiflex», RAZOA, RAZOG, etc.)	2745	8	8	0,291	0,291	0,291	
1990–1995	Микропроцессорные (REL316, REC316, RET316, etc.)	1423	19	25	1,33	1,76	1,54	
2000–2005	Микропроцессорные («Siprotec» 7SJ512)	342	6	5	1,75	1,46	1,61	
2003–2005	Микропроцессорные (T60)	49	3	1	6,12	2,04	4,08	
2005–2008	Микропроцессорные (REB500)	10	3	1	30	10	20	
							182	

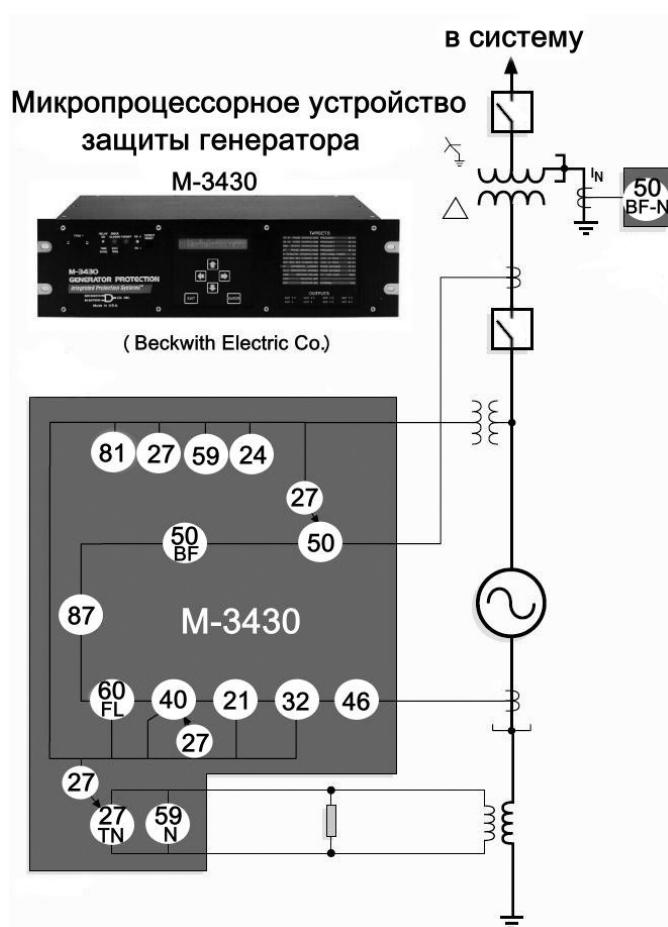


Рис. 1. Состав комплектного микропроцессорного устройства защиты генератора типа М-3430 (Beckwith Electric Co.): 21 — дистанционная защита; 24 — защита от перевозбуждения генератора; 27 — реле пониженного напряжения; 27TN — реле пониженного напряжения по 3-й гармонике; 32 — реле направления мощности; 40 — реле гашения поля генератора; 46 — реле контроля баланса фаз тока; 50 — токовая отсечка; 50BF — токовое реле контроля исправности выключателя; 59 — защита от повышенного напряжения; 59N — реле напряжения нулевой последовательности; 60FL — реле контроля предохранителей в цепи трансформатора напряжения; 81 — реле частоты; 87 — дифференциальная защита

Из анализа приведенных данных и результатов расчетов можно сделать два важных вывода, которые кому-то из читателей могут показаться парадоксальными:

1) годовая относительная интенсивность отказов микропроцессорных реле защиты намного выше, чем электромеханических;

2) годовая относительная интенсивность отказов релейной защиты существенно возросла в последние годы в связи с использованием микропроцессорных реле новых типов, т.е. за последние годы имеет место тенденция снижения надежности МУРЗ (рис. 2).

В действительности же ничего необычного в этих выводах нет. По данным статистики, представленным также и в [10], хорошо видно, что статические реле защиты имеют втройе большую, а микропроцессорные — в 50 раз большую повреждаемость, чем электромеханические. При этом, еще не учитывался такой важный фактор, как ошибки персонала (т.е. так называемый «человеческий фактор») в программировании реле. По данным [7] в 2000 г. доля виновности эксплуатационного персонала в неправильных действиях защиты составила 61,6 %, включая 40,7 %, которые произошли по причинам, зависящим от служб РЗА, 10,9 % — по вине оперативного персонала, 10,0 % — по вине прочего персонала эксплуатации. И тут же приводится объяснение одной из причин этого: «недостаточная квалификация персонала предприятий для обслуживания аппаратуры на новой элементной базе». Да, но ведь этой самой «новой элементной базы» сегодня в России всего-навсего менее 1 %! Что же будет с возрастанием доли МУРЗ в релейной защите?

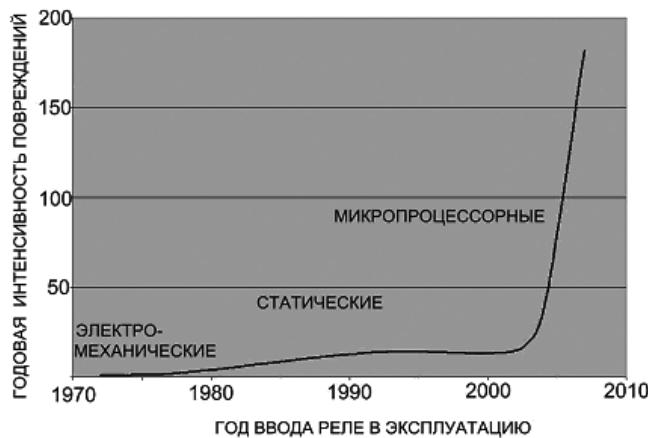


Рис. 2. Тенденция роста интенсивности повреждений МУРЗ новых типов (по данным табл. 2).

Дополнительно усугубляет положение наличие в одной энергосистеме многих типов МУРЗ разных изготовителей, очень существенно отличающихся друг от друга по виду интерфейса, принципам программирования и тестирования. Обслуживающий персонал обязан помнить все эти отличия и особенности каждого типа МУРЗ?

При попытке проведения аналогичного анализа по повреждениям релейной защиты в России, мы столкнулись с непредвиденной проблемой: оказалось, что в России базовым показателем при оценке надежности релейной защиты является процент ее правильных (или неправильных) действий, а не количество отказов, как в рассмотренном выше случае.

Так, например, в [11] отмечается, что в ОАО «Мосэнерго» на конец 2001 г. уже находилось в эксплуатации 2332 терминала микропроцессорных защит четырех фирм-производителей и с 1997 г. было зарегистрировано восемь случаев неправильной работы микропроцессорных защит. На основании этого авторы делают вывод о том, что «это указывает на их высокую надежность и высокие эксплуатационные характеристики». В [7] также отмечается, что за основной показатель надежности работы устройств РЗА принят процент их правильной работы. Но разве надежность работы приборов, устройств и систем оценивается по частоте их неправильных действий, а не по количеству отказов их основных внутренних блоков и узлов, делающих невозможным нормальное функционирование устройства или системы? Если с включенного в работу МУРЗ поступил сигнал о повреждении его внутреннего источника питания (что означает невозможность выполнения этим МУРЗ его функций), но при этом не было аварийного режима в сети, контролируемой этим МУРЗ (т.е. не было никаких неправильных действий РЗ), то разве это событие не должно фиксироваться как повреждение МУРЗ и учитываться при анализе его надежности? Получается так: если внутреннее повреждение реле совпадет по времени с аварийным режимом в защищаемой сети, то это повреждение будет учтено при оценке надежности, а если не совпадет, то и не будет. Трудно обнаружить логику в таком подходе. Во всяком случае, при таком подходе просто не возможно провести анализ отказов релейной защиты, аналогичный тому, что был проведен нами выше.

По нашему мнению, при оценке реле защиты необходимо учитывать три типа отказов:

- 1) отказы реле, не связанные с неправильными действиями РЗ, но требующие ремонта или замены вышедших из строя элементов, блоков и модулей (M_S);
- 2) неправильные действия релейной защиты, т.е. излишние срабатывания при отсутствии аварийного режима или несрабатывания при аварийном режиме (M_D);
- 3) ошибки персонала, связанные с эксплуатацией, тестированием и программированием реле, влияющие на правильность действия релейной защиты, но выявленные до наступления неправильного действия защиты (M_P).

Все эти составляющие должны войти, по нашему мнению, в обобщенный нормализованный показатель отказов M_{Σ_i} релейной защиты, %

$$M_{\Sigma_i} = \left(\frac{M_{S_i} + M_{D_i} + M_{P_i}}{N_i} \right) \cdot 100\%,$$

где M_{S_i} , M_{D_i} , M_{P_i} — количество отказов каждого типа

для реле i -го вида за выбранный период времени; N_i — количество реле i -го вида, находящихся в эксплуатации в рассматриваемый период времени.

Предлагаемый показатель мог бы послужить инструментом для оценки качества реле защиты при оценке ситуации и принятии решений.

В заключение хотелось бы процитировать известного в мире специалиста в области МУРЗ, бывшего ведущего специалиста ВНИИ Релестроения, долгое время работавшего в компании «Siemens», доктора техн. наук, проф. Э.М. Шнеерсона, который в своей монографии [12] на с. 491 пишет:

«Само по себе повышение технического уровня УРЗ не обязательно ведет к повышению эффективности в части реагирования на возникающие повреждения. Так, например, устаревшие к настоящему времени электромеханические и отчасти электронные статические УРЗ при правильном выборе защитных функций и уставок безусловно обеспечат более эффективную защиту сети, чем микропроцессорные УРЗ без достаточно обоснованного выбора указанных параметров».

И далее, на с. 508:

«Как показывает практика, процент неправильных действий, связанных с использованием цифровых МУР, на первоначальном этапе существенно не уменьшается, а в ряде случаев даже возрастает».

И в заключение, на с. 522:

«...несмотря на существенно более высокое техническое совершенство цифровых УРЗ их реальная эксплуатационная эффективность, особенно на первоначальных этапах, оказывается ниже, чем у защит предыдущих поколений».

Литература

1. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты: новые перспективы или новые проблемы?//Новости электротехники. 2005. № 6(36).
2. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты: альтернативный взгляд//Электро-Info. 2006. № 4.
3. Гуревич В.И. Как нам обустроить релейную защиту: мнения российских специалистов и взгляд со стороны//Вести в электроэнергетике. № 2. 2007.
4. Гуревич В.И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность//Вести в электроэнергетике. № 4. 2008.
5. Гуревич В.И. Ответ автора статьи «Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность» на рецензию О. Г. Захарова (<http://www.rza.org.ua/article/print-64.html>), 20.02.2009.
6. Гуревич В.И. Гибридные герконо-полупроводниковые устройства — новое поколение реле защиты//«Проблемы энергетики». № 9 — 10. 2007.

7. Коновалова Е.В. Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации// Релейная защита и автоматика энергосистем 2002. Сб. докладов XV Научно-технической конференции, М., 2002.

8. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем//РД 34.35.310—97, Москва, 1997.

9. Гуревич В.И. Отзыв на статью О. Г. Захарова «Комбинированные блоки питания. Характеристики выходных цепей» (<http://www.rza.org.ua/article/print-69.html>), 10.04.2009.

10. Heising C.R., Patterson R.C. Reliability Expectations for Protective Relays. Developments in Power Protection. Fourth International Conference in Power Protection, 11 – 13 Apr., 1989, Edinburgh, UK.

11. Кудряшов В.Н., Балашов В.В., Королев А.Г., Сдобин А.В. Опыт внедрения микропроцессорных защит в Мосэнерго. — Релейная защита и автоматика энергосистем 2002. Сб. докладов XV Научно-технической конференции, Москва, 2002.

12. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита// Энергоатомиздат. М.: 2007.

Система автоматического регулирования частоты ОЭС Сибири впервые использована для поддержания частоты на всей территории ЕЭС России

Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири» (ОДУ Сибири) успешно осуществил первое в истории ОЭС Сибири автоматическое регулирование частоты в ЕЭС России при помощи системы АРЧМ, установленной в диспетчерском центре ОДУ Сибири и на сибирских ГЭС. В ежедневном круглосуточном режиме регулирование частоты в ЕЭС осуществляется в основном Жигулёвской гидроэлектростанцией (Самарская область) по командам от Центральной координирующей системы (ЦКС) АРЧМ, установленной в Главном диспетчерском центре Системного оператора. Оборудование для автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ) также установлено на электростанциях еще нескольких регионов России. Так в ОЭС Сибири в этом процессе задействованы четыре ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, которые осуществляют регулирование по командам Централизованной системы (ЦС) АРЧМ, расположенной в диспетчерском центре ОДУ Сибири, а также обеспечивают заданный обмен мощности между ОЭС Сибири и европейской частью ЕЭС России.

В апреле впервые в течение двух дней поддержание нормативных показателей частоты в ЕЭС России осуществлялось сибирской ЦС АРЧМ.

Необходимость использования сибирских гидроэнергетических ресурсов для автоматического регулирования частоты возникла в результате ограничения регулировочного диапазона Жигулевской

ГЭС, обусловленного краткосрочным плановым выводом в ремонт системы АРЧМ, установленной на этой гидроэлектростанции.

В течение шести часов регулирование осуществлялось исключительно силами Братской ГЭС, находящейся на р. Ангара, затем на протяжении суток Братская и Жигулевская ГЭС регулировали параметры частоты в ЕЭС России совместно.

«Первое самостоятельное регулирование частоты посредством ЦС АРЧМ ОЭС Сибири в масштабах ЕЭС России признано успешным, оно подтвердило возможность привлечения ГЭС ОЭС Сибири для поддержания нормативных параметров частоты», — заявил Директор по управлению режимами ЕЭС — главный диспетчер ОАО «СО ЕЭС» Александр Бондаренко. «Кроме того, мы определили и проверили условия сохранения надёжности режимов работы транзитной сети ЕЭС при использовании сибирских ГЭС, подтвердили высокое качество регулирования частоты с использованием ГЭС Сибири», — добавил он.

Возможность провести первое самостоятельное регулирование частоты и активной мощности силами сибирских ГЭС появилась лишь в 2009 г. благодаря усилиению транзитных связей между европейской и сибирской частями ЕЭС России за счет ввода в 2008 г. линии электропередачи ВЛ 500 кВ Заря—Барабинская—Таврическая между Новосибирской и Омской областями, что позволило в полной мере задействовать регулировочный диапазон ОЭС Сибири.

Системное обоснование размещения АЭС и крупных конденсационных электростанций

Т.В. Новикова, канд. экон. наук

Л.В. Урванцева, инженер

В.С. Шульгина, инженер (Институт энергетических исследований РАН)

В настоящее время основные положения развития электроэнергетики России на перспективу закреплены в следующих документах:

- «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2020 г.»;
- «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 г.» (далее «Генеральная схема»), одобренная Правительством РФ от 22.02.08 №215-р.
- Федеральная целевая программа (ФЦП) и Программа «Развитие атомного энергомашиностроительного комплекса на 2007 – 2010 гг. и на перспективу до 2015 г.»;
- «Инвестиционная программа РАО «ЕЭС России» до 2008 – 2012 гг.

«Генеральная схема» является стратегическим документом, в котором даны предварительные рекомендации по территориальному размещению крупных конденсационных (КЭС) и атомных (АЭС) электростанций, строительство которых необходимо в период до 2020 г. В данном документе, который можно отнести к самой начальной стадии предынвестиционных исследований, ориентировочно определены районы размещения, тип оборудования и количество энергоблоков, устанавливаемых на КЭС и АЭС, которые должны уточняться и конкретизироваться при разработке предпроектной документации инвестиционных замыслов по конкретным объектам [1].

В ФЦП и Инвестиционной программе РАО «ЕЭС России» обозначены конкретные объекты (КЭС, ТЭЦ, ГЭС и АЭС), на которых предполагается проведение работ по их техническому перевооружению и новому строительству в период до 2015 г.

Электростанция (ЭС) является сложным промышленным объектом, имеющим многочисленные связи (технологические, хозяйствственные, информационные, транспортные и т.д.) с различными субъектами рынка электроэнергии и обеспечивающими отраслей. Поэтому на дальнейших стадиях инвестиционного проектирования объектов более детально должно быть определено место ЭС в электроэнергетической системе, ее макроэкономическое окружение (цены топлива, цены электроэнергии, стоимость оборудования, размер налогов, инфляция и т.д.), а также уточнены технико-экономические

показатели, определяющие конкурентоспособность ЭС на рынке.

Для АЭС, которые являются одними из крупнейших инвестиционных проектов в отрасли с длительными сроками сооружения и эксплуатации, особые требования предъявляются к качеству и заглаво-временности системного обоснования вариантов их размещения.

К сожалению, в настоящее время существует ограниченное число проектных проработок по ТЭС с новыми типами оборудования и лишь два – три проекта по АЭС. Более того, по некоторым предлагаемым площадкам размещения АЭС существует информация лишь в виде концепции, не выбран даже тип энергоблока (например, ВВЭР-300 или ВБЭР-300) и тем более индивидуальные технико-экономические показатели станции. Это вынуждает формировать и использовать укрупненные показатели либо показатели проектов-аналогов, что затрудняет адекватную оценку абсолютной эффективности конкретных проектов новых АЭС и КЭС, а также оценку их сравнительной эффективности [2]. Естественная неопределенность оценок коммерческой эффективности и финансовой реализуемости проектов строительства АЭС обусловлена также диапазоном будущих цен топлива и электроэнергии. Все эти факторы приводят к необходимости рассмотрения различных вариантов предлагаемых к сооружению АЭС. Например, для Центральной АЭС при выбранном типе и числе реакторов (ВВЭР-1150) рассмотрены два варианта ее размещения — в Костромской или в Ярославской областях, для Кольской АЭС-2 при выбранном месторасположении АЭС вариантно рассматривалось число и тип устанавливаемых реакторов (ВВЭР-1150, ВВЭР-640 или ВВЭР-300) и т.д.

В 2008 г. ИНЭИ РАН выполнил серию системных исследований для новых энергоблоков АЭС, ввод которых предусмотрен в 2015 – 2020 гг. «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г.»: Нововоронежской АЭС-2 (блоки №3 и 4), Нижегородской, Южно-Уральской, Северской, Центральной, Кольской АЭС-2, Калининградской, Приморской и Хабаровской АЭС (рис. 1).

При этом по каждой новой АЭС был сформирован объем обосновывающих материалов, соответствующий начальной стадии инвестиционного проектирования — разработке инвестиционного замысла и позволяющий комплексно оценить предлагаемый к строительству объект и его место в энергосистеме в условиях неопределенности перспективных параметров развития экономики и электроэнергетики регионов.



Рис. 1. Размещение новых АЭС, включенных в состав исследования:

○ — существующие АЭС;
● — рассмотренные новые АЭС

В состав таких материалов входят:

1. Прогноз электропотребления и суммарной потребности в мощности соответствующих энергобольшинств (ОЭС) и входящих в них энергосистем на длительную перспективу. С учетом крупности АЭС как объекта федерального значения при прогнозе спроса кроме энергосистемы непосредственного размещения предлагаемой АЭС выделяется группа электрически связанных с ней соседних энергосистем, в которых может частично использоваться мощность новой электростанции. При этом суммарная потребность в установленной мощности электростанций ОЭС и энергосистем определяется как сумма годового максимума их нагрузки (для параллельно работающих ОЭС европейской части страны и ОЭС Сибири рассматривается совмещенный максимум, равный сумме нагрузок ОЭС в час годового максимума нагрузки ЕЭС России, для ОЭС Востока и изолированных районов — собственный годовой максимум нагрузки), экспорта мощности, резерва мощности, ограничений на использование мощности действующих электростанций (представляющих собой разницу между их установленной и располагаемой мощностью, которую может развивать оборудование в период зимнего максимума нагрузки).

2. Потребность в новой конденсационной мощности ОЭС и входящих в них энергосистем, которая определяется вычитанием из суммарной потреб-

ности в установленной мощности остающейся в эксплуатации мощности существующих электростанций, и так называемой мощности новых электростанций «определенного состава».

К мощности новых электростанций «определенного состава» относятся, во-первых, мощности новых ТЭЦ, ГЭС, а также частично мощности КЭС и АЭС, строительство которых уже начато либо определено официальными и корпоративными документами: инвестиционная программа РАО «ЕЭС России», ФЦП, стратегия развития ГидроОГК, документы Минпромэнерго РФ по МГИ (механизм гарантирования инвестиций), инвестиционные программы потребителей по развитию блок-станций и т.п.

Однако мощность и размещение «определенного состава» вводов должны регулярно корректироваться с учетом реального хода инвестиционных программ и их системной оптимизации с учетом изменения балансовой и финансовой ситуации в отрасли. При этом для ТЭЦ дополнительно учитывается динамика роста теплопотребления и рациональная доля теплофикационных установок в балансе тепла регионов.

Мощность существующих электростанций прогнозируется с учетом следующих допущений:

- по ГЭС в период до 2030 г. эффективно сохранение их в эксплуатации путем выполнения восстановительного ремонта и замены устаревшего оборудования на действующих объектах;
- по АЭС принято продление сроков эксплуатации реакторов I и II поколения на 15 лет сверх проектного срока (30 лет); учтен планируемый в период до 2011 г. «форсаж» (увеличение) мощности действующих АЭС за счет проведения специальных работ по повышению экономичности действующих энергоблоков;
- по ТЭЦ и КЭС на угле и газе с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже эффективна замена оборудования новым, технически прогрессивным;
- по ТЭЦ на угле с начальными параметрами пара 13 МПа, а также по КЭС на угле с начальными параметрами пара 13 и 24 МПа (т.е. с блоками 150 — 500 МВт) эффективно продление сроков эксплуатации (модернизация оборудования);
- по ТЭЦ на газе с начальными параметрами пара 13 МПа, а также по блочным КЭС на газе с параметрами пара 13 и 24 МПа (т.е. с блоками 150 — 300 МВт) эффективна замена оборудования новым, технически прогрессивным (ПГУ и ГТУ).

Разность между суммарной потребностью в мощности и суммой названных составляющих характеризует потребность каждой районной энергосистемы в новой конденсационной мощности. При определении этой потребности учитывается возможность осуществления балансовых перетоков мощности между энергосистемами в пределах пропускной способности существующих и намеченных к сооружению в ближайшие годы электрических связей.

3. Территориальное выделение потенциального рынка сбыта продукции конкретной АЭС, для которого используется потребность в новой конденсационной мощности. Для этого анализируется динамика потребности всех районных энергосистем, окружающих площадку размещения новой станции или нового энергоблока. Сопоставление проектной динамики ввода новой мощности АЭС с потребностью всех соседних районных энергосистем позволяет оценить территориальную зону, которая потенциально может служить рынком сбыта мощности и энергии этой АЭС. На основе подобного анализа определяется состав районных энергосистем, расположенных в той же ОЭС или соседних ОЭС, которые в совокупности могут обеспечить спрос на продукцию от новой АЭС.

Так, при анализе размещения Центральной АЭС, предлагаемой в Костромской или Ярославской энергосистеме, в ОЭС Центра, состоящей из 19 районных энергосистем, поименно выделены только три энергосистемы, принципиально важные для оценки значимости строительства Центральной

АЭС: Московская (как основной потребитель мощности и электроэнергии АЭС), Костромская и Ярославская; остальные энергосистемы рассматриваются агрегировано, так как потоки мощности между этими энергосистемами не влияют на размещение Центральной АЭС.

При этом полученные оценки показывают, что Костромская энергосистема избыточна до 2030 г., а потребность в новой конденсационной мощности Ярославской энергосистемы даже к 2030 г. не превысит 1,3–1,6 млн кВт, поэтому основным рынком сбыта Центральной АЭС в течение всего периода остается Московская энергосистема (рис. 2).

Аналогичный анализ, проведенный для Нововоронежской АЭС-2, показал, что в Воронежской энергосистеме до 2020 г. нет потребности в новой конденсационной мощности, в то время как районные энергосистемы южной части ОЭС Центра дефицитны. Соответственно, новые 3-й и 4-й блоки Нововоронежской АЭС-2 являются источником обеспечения потребности в новой конденсационной мощности Белгородской, Орловской, Тамбовской и Липецкой энергосистем.

4. Определение альтернативных способов обеспечения потребности в новой конденсационной мощности выделенной территориальной зоны и оценка конкурентоспособности АЭС. Для этого применительно к выделенной территориальной зоне формируются разные варианты обеспечения ее потребности в новой конденсационной мощности, включая варианты возможного изменения единичной мощности энергоблоков, суммарной

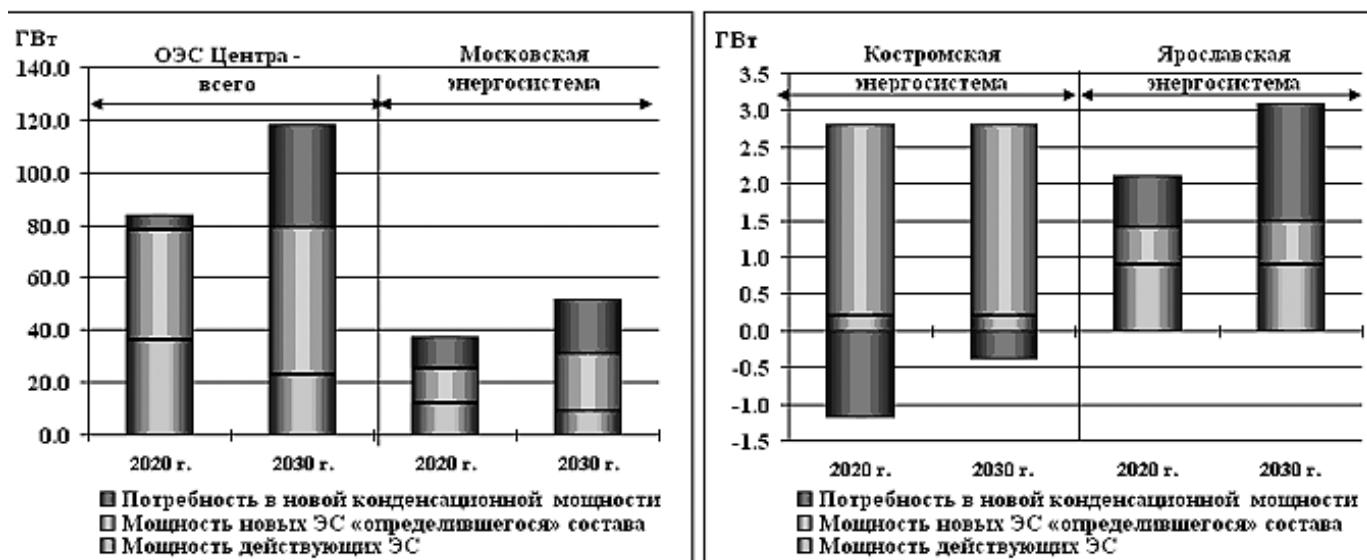


Рис. 2. Потребность в новой конденсационной мощности электростанций ОЭС Центра и выделенных энергосистем в 2020 и 2030 гг.

мощности и сроков ввода рассматриваемой АЭС или других источников (угольных КЭС, ПГЭС или магистральной электропередачи из других энергобольшинств). Энергетическое обоснование каждого объекта имеет свои особенности, зависящие от современного состояния и перспектив развития объединенных энергосистем, а также районных энергосистем, в которых предлагается размещение АЭС или КЭС.

Формирование разных вариантов обеспечения потребности выделенной территориальной зоны в новой конденсационной мощности осуществляется путем проверки балансов мощности и энергии всех входящих в эту зону районных энергосистем при одинаковых условиях, что гарантирует выполнение требования приведения всех вариантов к равному энергетическому эффекту.

На основе анализа различных вариантов обеспечения потребности выделенной территориальной зоны в новой конденсационной мощности может быть получено представление о составе альтернативных источников в зоне размещения АЭС и особенностях их использования в энергосистеме (в том числе необходимость дополнительного развития электрических сетей для выдачи их мощности в энергосистему).

Для оценки конкурентоспособности АЭС и альтернативных источников используются удельные дисконтированные затраты (УДЗ), рассчитываемые при варьировании укрупненных технико-экономических показателей разных типов электростанции и цен топлива. Расчеты выполняются в неизменных (не учитывающих инфляцию) рублях выбранного базового года (например, 2007 г.).

В качестве основных конкурирующих с АЭС генерирующих источников рассматриваются **конденсационные энергоблоки на угле**:

- в ОЭС европейской части ЕЭС России — энергоблоки КЭС мощностью 660 МВт на суперсверхкритических параметрах пара (30 МПа, 600 °C) и КПД до 45–47% [3];
- в ОЭС Сибири и Дальнего Востока — модернизированные энергоблоки КЭС на сверхкритических параметрах пара (24 МПа, 565 °C) и КПД до 44%.

Рассмотрение ПГЭС в качестве конкурента АЭС выполнено при обосновании размещения Центральной АЭС, где в качестве альтернативного варианта оценено обновление существующих энергоблоков Костромской ГРЭС и ее расширение на базе ПГУ с КПД более 54%, при выборе мощности Калининградской АЭС, которая служит альтернативой расширению Калининградской ГРЭС-2 с ПГУ, а также Северской АЭС — при обосновании

эффективности передачи и использования ее мощности в Тюменской энергосистеме.

Исходные укрупненные технико-экономические показатели АЭС и КЭС приняты на основе имеющихся укрупненных или проектных данных, экспертных оценок научно-исследовательских и проектных организаций (ФГУП «ЦНИИАТОМИНФОРМ», АЭП, ВТИ, ТЭП, ИНЭИ РАН).

Так, удельные капиталовложения (УКВ) в АЭС с реакторами ВВЭР-1150 в ОЭС Центра приняты на уровне 50,9–59,4 тыс. руб. на 1 кВт, стоимость сооружения АЭС с реакторами ВВЭР-640 с ВВЭР-300 оценена экспертизой на 15 и 25% выше, чем с ВВЭР-1150. Удельные капиталовложения для новой угольной КЭС приняты на 10–30% более низкими, чем для АЭС с блоками 1150 МВт, а для новой ПГЭС — на 45% ниже, чем для АЭС. При замене паротурбинного оборудования парогазовым удельные капиталовложения оценены примерно в 70% стоимости сооружения новой ПГЭС или не более 40% стоимости новой АЭС [4].

Влияние местных условий на стоимость сооружения АЭС и КЭС учитывается укрупненно — только с помощью территориальных коэффициентов к строительно-монтажным работам.

Эффективность конкурирующих источников конденсационной мощности определяется при их эксплуатации в базовой части графика нагрузки (КИУМ 80%), с использованием прогнозируемой динамики цен топлива. Данный прогноз, выполненный ИНЭИ РАН в 2008 г., предполагает рост цен на оба вида органического топлива, но газ дорожает существенно интенсивнее, чем уголь. В 2010 г. газ будет дороже угля в 1,2–1,6 раз, в 2020 г. — в 2,0–2,1 раза, к 2030 г. — в 2,2–2,4 раза.

На рис. 3 в качестве примера показана оценка эффективности конкурирующих конденсационных технологий в ОЭС Центра, используемых для обоснования размещения Центральной АЭС.

Оценка конкурентоспособности АЭС в разных энергобольшинствах показала, что все предлагаемые к сооружению АЭС с блоками 1150 МВт (Ново-вонежская-2, Нижегородская, Костромская) в ОЭС Центра эффективнее КЭС на угле при варьировании капиталовложений и цен топлива в заданном диапазоне при трех значениях коэффициента дисконта (5, 8, 10%). Кольская-2 и Калининградская АЭС в ОЭС Северо-Запада также эффективнее альтернативных источников (ПГЭС и КЭС на угле) при установке на них блоков 640 и 1150 МВт. В районах же с более низкими ценами топлива — на Урале (Южно-Уральская АЭС), в Западной Сибири (Северская АЭС), на Востоке (Дальневосточная и Приморская АЭС) АЭС эффективны только при

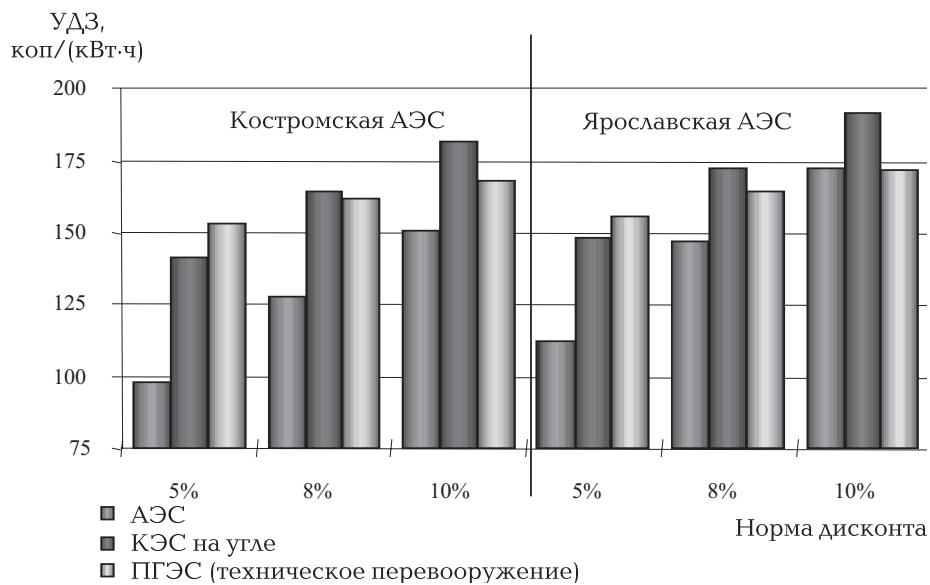


Рис. 3. Сравнительная эффективность АЭС, КЭС на угле и ПГЭС в ОЭС Центра (для Костромской и Ярославской АЭС)

благоприятном сочетании условий по удельным капиталовложениям и стоимости топлива.

5. Выбор предпочтительного варианта развития (масштабов, единичной мощности энергоблоков, сроков ввода и др.) АЭС. Устойчивый вывод о предпочтительности того или иного варианта развития АЭС в выделенной территориальной зоне может быть получен только на основе анализа сравнительной эффективности всех конкурирующих источников при широком варьировании их технико-экономических показателей, цен топлива и коэффициента дисконтирования.

Лишь после выполнения всего объема работ по системному экономико-энергетическому обоснованию АЭС следует приступить к оценке ее коммерческой эффективности.

Оценка коммерческой эффективности инвестиций проекта сооружения АЭС выполняется в соответствии с утвержденными методиками оценки эффективности инвестиционных проектов [5].

6. Анализ чувствительности показателей коммерческой эффективности, позволяющий оценить условия, при которых может измениться вывод об эффективности (или неэффективности) проекта и, соответственно, оценить рискованность вложения средств инвестора. Это заключительный этап оценки коммерческой эффективности инвестиционного проекта АЭС. Анализ расчетов, выполненных для рассматриваемых АЭС, показал, что в наибольшей мере на эффективность проекта влияют цена базисной электроэнергии, определяющая валовую выручку, и удельные капита-

ловложения в строительство объекта. Изменение топливных и условно-постоянных эксплуатационных расходов на АЭС (в отличие от КЭС на органическом топливе с большой топливной составляющей затрат) влияют на эффективность проекта в меньшей степени.

Очевидно, что уже на начальной, предынвестиционной, стадии проектирования АЭС требуются дальнейшие проработки и уточнение технико-экономических показателей АЭС с различными типами реакторов (ВВЭР-1150, ВВЭР-640 и ВВЭР-300), а также разработка методологии и составление адекватных прогнозов цен на электроэнергию, без которых практически невозможна оценка коммерческой эффективности крупных энергетических объектов, требующих рассмотрения длительного перспективного периода.

Вышеописанный методический подход позволяет наглядно представить предлагаемый к строительству объект и его место в электроэнергетической системе на предынвестиционной стадии проектирования. Результаты исследований по обоснованию размещения АЭС, выполненные с его помощью, могут быть активно использованы в дальнейшей проектной работе, при переговорах с инвесторами, для согласования площадок под строительство АЭС с субъектами РФ (в рамках подготовки инвестиционных замыслов, согласования и подписания деклараций о намерениях строительства объектов), а также для информационной работы с населением и органами исполнительной власти.

Литература

1. Осика Л.К. Управление инвестпроектами строительства ТЭС. Предынвестиционная фаза. М.: Вершина, 2009.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). Утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем России, 21 июня 1999 г. М.: Экономика, 2000.
3. Ольховский Г. Г., Тумановский А. Г. Теплоэнергетические технологии в период до 2030 г. // Изв. академии наук. Сер. Энергетика. № 6, 2008 г.

4. Браилов В. П., Шаров Е. И., Шульгина В. С. Исследование сравнительной экономической эффективности новых АЭС и КЭС на угле. // Изв. академии наук. Сер. Энергетика. № 5, 2008 г.

5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая ред., исправ. и доп.). Утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Государственным комитетом по строительной, архитектурной и жилищной политике, 21 июня 1999 г. № ВК 477. М.: Экономика, 2000 г.

Совершенствование планирования режимов и создание аварийного резерва мощности в электрическом кольце

Руководители сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии Латвии и Литвы (БРЭЛЛ) одобрили принципы поддержания и использования нормативного аварийного резерва мощности в рамках электрического кольца (ЭК) БРЭЛЛ и подписали документы, изменяющие технологию суточного планирования режимов.

Очередная 7-я встреча руководителей сторон Соглашения состоялась 21-22 мая в Москве. Со стороны ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» в ней принял участие Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Аюев.

Участники встречи приняли решение поручить Комитету энергосистем БРЭЛЛ разработать проект Соглашения о поддержании и использовании нормативного аварийного резерва мощности (НАРМ), которое впоследствии должно быть подписано всеми сторонами Соглашения.

Создание нормативного аварийного резерва генерирующей мощности необходимо для обеспечения надежности работы электрического кольца. Согласно одобренному документу, НАРМ создается на договорной основе Системными операторами энергосистем ЭК БРЭЛЛ и используется в случае отключения генерирующего или электросетевого оборудования в энергосистемах стран-участниц Соглашения.

В ходе подготовки проекта Соглашения будут разработаны механизм задействования резерва в целях ликвидации перегрузки межгосударственных линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений, а также порядок оплаты электроэнергии, переданной и принятой при его использовании для этих целей.

Участники встречи также утвердили и подписали документы, изменяющие технологию

суточного планирования режимов. Планирование режимов «на сутки вперед» — одна из основ обеспечения параллельной работы энергосистем в рамках электрического кольца. Согласно утвержденным на встрече новым редакциям «Положения по планированию обменов электрической энергией и мощностью в ЭК БРЭЛЛ» и «Регламента формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем ЭК БРЭЛЛ», с 1 июня 2009 г. расчет режима работы «на сутки вперед» будет осуществляться с учетом данных о сальдо перетоков электроэнергии, заявляемых каждой из энергосистем-участниц кольца. Также вводится процедура предварительного уточнения объемов сальдо перетоков, заявляемых системными операторами энергосистем стран Балтии, до их отправки ОАО «СО ЕЭС» - координатору суточного планирования в рамках ЭК БРЭЛЛ. Для передачи информации при расчетах режимов «на сутки вперед» системные операторы Беларуси, Латвии, Литвы и Эстонии будут использовать технологический сайт ОАО «СО ЕЭС» «Информационная система экспорта-импорта электроэнергии в зарубежные страны».

Также на 7-й встрече руководителей сторон Соглашения обсуждались вопросы о разработке методических указаний по расчету стоимости услуг по транзиту электроэнергии в ЭК БРЭЛЛ, о состоянии дел с заключением двусторонних соглашений об организации учета перетоков электроэнергии и мощности по межгосударственным линиям электропередачи и ряд других вопросов.

Следующую, 8-ю встречу руководителей сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ, решено провести 12 – 13 ноября 2009 г. в Таллинне.

Результаты разработки и испытаний первого в России ВТСП-кабеля (длиной 30 м) и перспективы его использования в схемных решениях ТЭС и ГЭС

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель Научного совета
РАН по проблемам надежно-
сти и безопасности больших
систем энергетики, предсе-
датель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС», пре-
зидент НТС-научный руководи-
тель ОАО «Инженерный центр
ЕЭС», член-корр. РАН, доктор
техн. наук, проф.

А.Ф. Дьяков

ПРОТОКОЛ № 2/09

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и без-
опасности больших систем энергетики, Научно-технической коллегии НП
«НТС ЕЭС» и НТС ОАО «Инженерный центр ЕЭС»

26 марта 2009 г.

г. Москва

На заседании выступили:

Со вступительным словом:

председатель Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», президент НТС — научный руководитель ОАО «Инженерный центр ЕЭС», чл.-корр. РАН, доктор техн. наук, проф. **А.Ф. Дьяков**.

С докладом «Результаты разработки и испытаний первого в России ВТСП-кабеля (длиной 30 м) и перспективы его использования в схемных решениях ТЭСи ГЭС»:

директор по научной работе ОАО «ВНИИКП»,
доктор техн. наук **В.Е. Сытников**;

научный руководитель ОАО «НТЦ Электроэнергетики», доктор техн. наук **Ю.Г. Шакарян**.

С экспертым заключением:

начальник отдела ФГУП ВЭИ, канд. техн. наук
Р.Н. Шульга;

ведущий научный сотрудник ФГУП ВЭИ, канд.
физ.-мат. наук **И.Ф. Волошин**;

В обсуждении вопроса приняли участие: чл.-
корр. РАН **А.Ф. Дьяков**, академик РАН **В.Е. Фортов**,
академик РАН **К.С. Демирчян**, академик РАН **Э.П.
Волков**, научный руководитель ОАО «НТЦ Электроэнергетики», доктор техн. наук **Ю.Г. Шакарян**,

от ЗАО «АПБЭ» — директор по направлению, канд.
техн. наук **В.В. Нечаев**.

Заслушав доклад, заключение экспертов,
предложения и замечания участников заседания,
совместное заседание отмечает:

В последние годы большое внимание уделяется
исследованию и разработке конструкций, использу-
ющих сверхпроводниковые материалы, которые
дают возможность по-новому подойти к вопросам
создания электротехнических устройств. Увели-
чение плотности тока, повышение удельной мощ-
ности, а также наличие особых, присущих только
сверхпроводникам, физических свойств создают
предпосылки для разработки высокоэффективных
видов электроэнергетического оборудования.

Положение со сверхпроводниковой техно-
логией радикальным образом изменилось после
открытия в конце 80-х годов высокотемпературных
сверхпроводников (ВТСП) с более высокими допу-
стимыми рабочими температурами. Наряду с воз-
можностью упрощения систем криообеспечения это
позволило создать предпосылки для преодоления
коммерческого барьера по отношению к традици-
онным технологиям при использовании технологий
на основе ВТСП-материалов в электроэнергетике.

Во всем мире ведутся активные исследования
и разработки различных типов электротехнических

устройств на основе высокотемпературных сверхпроводников. ВТСП-кабели по сравнению с традиционными обладают меньшими потерями энергии, большей пропускной способностью при снижении класса напряжения. При одинаковой мощности по сравнению с традиционным кабелем ВТСП-кабель более компактен и имеет меньшую массу, что облегчает транспортировку и монтаж, для него требуется меньшее количество муфт, соответственно уменьшается площадь отчуждаемой территории при прокладке. Особенность внутреннего охлаждения ВТСП-кабелей (с помощью жидкого азота) позволяет избежать нежелательного перегрева электрической изоляции. По сравнению с традиционно применяемыми кабелями ВТСП-кабели экологичны и пожаробезопасны.

В настоящее время за рубежом выполняются не менее 10 крупных проектов. Эти проекты обычно финансируются из нескольких источников — государственный бюджет, электроэнергетическая компания, различные фонды, частные компании.

Новейшие результаты по внедрению силовых сверхпроводящих кабелей в реальные энергосистемы следующие:

- компании «Sumitomo» и «Super Power» совместно с энергетической компанией штата Нью-Йорк в июле 2006 г. в г. Олбани запустили 350-метровый ВТСП-кабель. Рабочий ток кабеля 800 А, напряжение 34,5 кВ. Тип кабеля «три в одном» — в едином криостате расположены все три фазы кабеля. Кабель успешно работает с лета 2006 г. В процессе эксплуатации произошло одно короткое замыкание с максимальным током 7,5 кА. Кабель не получил никаких повреждений и после короткой проверки вновь был поставлен под нагрузку. На втором этапе испытаний в 2007 г. в этом кабеле была проведена замена начального 30-метрового участка на вставку из сверхпроводника 2-го поколения;
- вторым крупным проектом является так называемый «триаксиальный» кабель длиной 200 м, установленный на подстанции Бискби в штате Огайо (США) в августе 2006 г. Особенность этого кабеля состоит в том, что все три фазы расположены коаксиально, что позволяет снизить расход сверхпроводника. Рабочий ток кабеля 3000 А, напряжение 13,2 кВ. Кабель успешно эксплуатируется в условиях реальной подстанции с августа 2006 г. В процессе эксплуатации в системе (вне сверхпроводящего кабеля) случилось межфазное короткое замыкание с амплитудой 16,0 кА. Кабель не был поврежден;

- наиболее амбициозным проектом по созданию сверхпроводящего силового кабеля является проект LIPA — кабель длиной 650 м; в настоящее время он установлен на острове Лонг-Айленд в системе энергоснабжения Нью-Йорка. Рабочий ток кабеля 2400 А, напряжение 138 кВ, передаваемая мощность 574 МВ·А. Три фазы кабеля расположены в отдельных криостатах, кабельложен в условиях реальной городской застройки. Испытания кабеля начались в апреле 2008 г.;
- кроме того, были проведены успешные испытания, а в ряде случаев и опытная эксплуатация ВТСП-кабелей в Японии, Ю. Корее, Китае, Италии, Мексике.

Базируясь на положительном опыте эксплуатации первых сверхпроводящих кабелей, в настоящее время рассматриваются, а в ряде случаев уже начато осуществление следующих проектов:

в США:

- 1500-метровая кабельная линия в системе питания Нового Орлеана;
- сверхпроводящие кабельные линии с функцией токоограничения, соединяющие две подстанции и потребителей в Нью-Йорке;
- дальнейшее развитие проекта LIPA на Лонг-Айленде;

в Японии:

- создание пятикилометровой линии в системе питания Большого Токио;

в Южной Корее:

- поэтапное создание сверхпроводящего кольца в системе энергопитания Сеула общей длиной более 20 км;

в Нидерландах:

- замена 5 км газонаполненной линии в Амстердаме на сверхпроводящую линию большей мощности с выносом понижающего трансформатора из центральной части города.

Одним из наиболее перспективных направлений является использование сверхпроводящих кабелей для передачи энергии на постоянном токе. В этом случае расход сверхпроводника уменьшается практически в 1,5–2 раза, отсутствуют электрические потери в жиле и снижаются требования к криогенной системе.

В России по инициативе ОАО РАО «ЕЭС России» были начаты работы по созданию и внедрению ВТСП-кабелей. По заданию ОАО «ФСК ЕЭС» силами ОАО «ВНИИКП», ОАО «НТЦ электроэнергетики», РНЦ КИ, НИИЭФА выполнен большой объем следующих работ:

- проведен технико-экономический анализ эффективности применения ВТСП-кабелей в электрических сетях;

- разработан и изготовлен ВТСП-кабель длиной 30 м.

В 2007 г. был заключен государственный контракт №02.526.12.6001 от 05.06.07 «Создание силовой электрической линии для распределительных сетей на базе ВТСП-технологий», включенной в Федеральную целевую программу «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007 – 2012 годы», в соответствии с которым проводится работа по созданию первого в России промышленного ВТСП-кабеля длиной 200 м. Финансирование работ по созданию кабеля кроме госконтракта осуществляется ОАО РАО «ЕЭС России» (до 1 июля 2008 г.) и ОАО «ФСК ЕЭС» (после данного срока). Головной организацией по этой работе является ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского». Соисполнителями являются: ОАО «ВНИИКП», Московский авиационный институт, ОАО «НТЦ электроэнергетики» и другие организации. В рамках этой работы с привлечением средств ОАО «ФСК ЕЭС» в ОАО «НТЦ электроэнергетики» создан и введен в действие в декабре 2008 г. первый в мире стенд для испытания элементов электрических сетей под нагрузкой, использующих высокотемпературные сверхпроводниковые технологии.

На стенде могут проводиться исследования и испытания ВТСП-кабелей, ограничителей тока КЗ, трансформаторов и других устройств с рабочим напряжением до 20 кВ (с возможностью увеличения до 110 кВ) и общей мощностью до 120 МВ·А.

На текущий момент на стенде проведены следующие испытания ВТСП-кабельной линии длиной 30 м и получены результаты:

1) **испытания ВТСП-кабельной линии на электрическую прочность изоляции.** Фазы ВТСП-кабеля выдержали высоковольтные испытания выпрямленным напряжением 70 кВ. Ток утечки по фазам при этом составил около 150 мА;

2) **испытания на постоянном токе.** Критический ток кабеля составил 4,2 кА при температуре 78 К при критерии 1 мкВ/см (расчетный рабочий ток 1,5 кА, ток перегрузки — 2,0 кА);

3) **испытания на переменном токе.** Испытываемый кабель, в отличие от проектируемого по государственному контракту кабеля длиной 200 м, выполнен с несверхпроводящим экраном, что обуславливает наличие потерь в экране при его заземлении с двух сторон. При напряжении 20 кВ кабель был запитан током 700 А. При этих параметрах сверхпроводящая жила кабеля продемонстрировала устойчивую работу. В медных экранах наблюдались повышенные тепловые потери из-за вихревых токов.

В дальнейшем планируется продолжить исследования в установившемся режиме и при токах короткого замыкания.

В настоящее время идет изготовление трехфазного двухсекционного кабеля, который должен быть смонтирован на полигоне ОАО «НТЦ электроэнергетики» осенью 2009 г. Конструкция 200-метрового кабеля аналогична конструкции 30-метрового прототипа за исключением экрана, который в 200-метровом кабеле будет сверхпроводящим.

Данная кабельная линия и система после ее монтажа в сентябре 2009 г. на полигоне ОАО «НТЦ электроэнергетики» должна быть подвергнута полномасштабным испытаниям и после этого установлена на реальном объекте — подстанции «Марфин» в г. Москве (предположительно в 2010 г.).

В 2007 г. в ОАО РАО «ЕЭС России» была разработана программа работ по созданию различных устройств с использованием явления высокотемпературной сверхпроводимости. В рамках данной программы была проведена оценка экономических характеристик ВТСП-кабеля 10 кВ, 10 – 100 МВ·А и 20 кВ, 20 – 200 МВ·А и их сравнение с показателями ХПЛЕ-кабеля того же класса без учета стоимости коммутационной аппаратуры. Указаны области применений, в которых ВТСП-кабель становится экономически предпочтительным, и отмечены участки системы энергоснабжения г. Москвы, на которых использование ВТСП-кабеля наиболее эффективно. Проведена также оценка показателей экономической эффективности применения ВТСП-кабеля постоянного тока.

Необходимо отметить, что технология создания кабелей на основе высокотемпературной сверхпроводимости может соединить свойства ВТСП-кабеля высокой мощности и ВТСП-токоограничителей в одной системе. Токоограничение может быть достигнуто в кабеле из ВТСП 2-го поколения за счет сравнительно высокого удельного сопротивления исходных сверхпроводящих лент, появляющегося при перегрузке током. Когда в сети происходит короткое замыкание, ВТСП-кабель теряет сверхпроводимость и переходит в резистивное состояние, сопротивление токоограничителя возрастает, в результате чего ток короткого замыкания ограничивается, данное свойство ВТСП-кабелей позволяет ограничивать как ударные, так и установившиеся токи короткого замыкания.

Необходимо отметить, что по расчетам разработчиков:

1) применение электропередачи с ВТСП-кабелем на напряжении 10 кВ и передаваемой мощностью 60 – 100 МВ·А эффективно с точки зрения экономической целесообразности при расстояниях:

0,4–0,7 км для пилотного проекта ВТСП-кабеля;
0,6–1,0 км для промышленного образца ВТСП-кабеля;

1,3–2,3 км при прогнозируемой стоимости ВТСП-кабеля.

При мощностях менее 50–60 МВ·А применение ВТСП-кабелей напряжением 10 кВ нецелесообразно;

2) применение электропередачи с ВТСП-кабелем на напряжении 20 кВ и передаваемой мощностью 120–200 МВ·А с применением трансформации генераторного напряжения 10/20 кВ эффективно при расстояниях:

- 0,55–0,65 км для пилотного проекта ВТСП-кабеля;
- 0,85–1,0 км для промышленного образца ВТСП-кабеля;
- 1,8–2,0 км при прогнозируемой стоимости ВТСП-кабеля;

3) применение электропередачи с ВТСП-кабелем на напряжении 20 кВ и передаваемой мощностью 120–200 МВ·А с шин генераторов или третичных обмоток автотрансформаторов напряжением 20 кВ эффективно при расстояниях:

- 0,75–1,3 км для пилотного проекта ВТСП-кабеля;
- 1,1–2,0 км для промышленного образца ВТСП-кабеля;
- 2,4–4,2 км при прогнозируемой стоимости ВТСП-кабеля.

При мощностях менее 80–100 МВ·А применение ВТСП-кабелей напряжением 20 кВ нецелесообразно.

На основании выполненных оценок технико-экономических показателей ВТСП-кабеля можно констатировать следующее:

1) областью эффективного применения ВТСП-кабельных линий напряжением 10 и 20 кВ являются схемы выдачи мощности к центрам питания от генераторов ТЭЦ и третичных обмоток автотрансформаторов подстанций 220 и 500 кВ;

2) в перспективе (после 2015 г.) возможно создание протяженных кабельных линий переменного и постоянного тока напряжением 20 кВ и выше для транспорта больших мощностей; создание ВТСП-кабельных линий является принципиально новой технологией («высокоамперной») передачи электроэнергии, что требует адаптации существующей инфраструктуры, а в некоторых случаях создания нового сопрягающего оборудования. С этой целью, а также для накопления практического опыта эксплуатации принято решение о создании в г. Москве ВТСП-кабельной линии напряжением 20 кВ мощностью 40 МВ·А;

3) после опытно-промышленной эксплуатации первого кабеля целесообразно создание протяженных кабельных линий.

По обсуждаемому вопросу совместное заседание решило:

1. Отметить положительные результаты работ по созданию опытной трехфазной ВТСП-кабельной линии длиной 30 м как важного этапа исследований по разработке технологии изготовления ВТСП-кабеля, криогенной системы, проведению комплексных исследований и испытаний для проверки технических и технологических решений и выбора направлений дальнейших работ.

2. Отметить важность создания уникального полигона в ОАО «НТЦ электроэнергетики» для испытания под нагрузкой ВТСП-кабелей и других элементов электрических сетей, использующих высокотемпературные сверхпроводниковые технологии.

3. Считать необходимым ускорить завершение в 2009 г. комплекса работ в рамках государственного контракта на «Создание силовой электрической линии для распределительных сетей на базе ВТСП-технологий», включенного в Федеральную целевую программу «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы», головным исполнителем которого является ОАО «ЭНИН», по изготовлению и испытаниям трехфазного ВТСП-кабеля длиной 200 м с последующей поставкой его при условии положительных испытаний в 2010 г. на подстанцию «Марфино» ОАО «МОЭСК» для опытно-промышленной эксплуатации, оценки правильности технических решений на реально действующем объекте, обучения эксплуатационного персонала и наработке практического опыта эксплуатации ВТСП-кабеля в реальных условиях.

4. Рекомендовать ОАО «ВНИИКП» и ОАО «НТЦ электроэнергетики»:

- продолжить исследования и испытания ВТСП-кабеля длиной 30 м в нормальном, аварийном, поставарийном режимах;
- продолжить и активизировать работы по созданию, комплексным исследованиям и испытаниям опытных образцов ВТСП-кабельных линий различной длины, исполнения и назначения в целях отработки технологии изготовления кабелей, создания и совершенствования криогенных систем, проверки работы кабелей в нормальных, аварийных, послеаварийных режимах, в том числе по созданию, исследованиям и внедрению иного (помимо кабелей) сверхпроводящего оборудования

- и технологий в соответствии с Комплексной программой разработки СП-оборудования и технологий его применения в электроэнергетике, принятой ОАО РАО «ЕЭС России»;
- рассмотреть возможности использования сверхпроводящих кабелей в условиях городской застройки, как альтернативы традиционным воздушным и кабельным линиям, несущей явную выгоду в плане экономии городской территории, экологической чистоты, взрыво- и пожаробезопасности, отказа от коллекторов при прокладке ВТСП-кабелей в траншеях, уменьшения потребного оборудования, большей пропускной способности при использовании более низкого класса номинального напряжения, меньших потерях, массе, компактности и пр;
 - на основе имеющегося научного, исследовательского и инженерного задела по основным компонентам ВТСП-кабельных линий и криогенного оборудования продумать возможности и этапы перехода к коммерциализации и созданию эксплуатационных вариантов апробированных ВТСП-кабельных линий для новых объектов гражданского и промышленного строительства с использованием площадок и возможностей энергетических объектов и промышленных предприятий для проведения опытно-промышленной эксплуатации, доводки и отработки режимов ВТСП-кабелей и оборудования;
 - изучить возможности импортозамещения комплектующих изделий, используемых в настоящее время для изготовления ВТСП-кабелей в целях промышленного производства и тиражирования сверхпроводящей кабельной продукции на базе отечественной промышленности;
 - провести переговоры с отечественными компаниями по производству криогенного оборудования (ОАО «Криогенмаш», ОАО «НПО Гелиймаш») по вопросам организации создания с участием МАИ (ТУ) и ОАО «ВНИИКП» унифицированного ряда отечественных криогенных установок для ВТСП-кабельных линий различной протяженности и назначения;
 - совместно с ФГУП «ВЭИ» подготовить предложения по комплектной поставки для ВТСП-кабелей коммутационной аппаратуры, систем управления, защиты и диагностики; разработать ТЗ на комплектующие изделия; учесть необходимость адаптации к ВТСП-кабелям существующей инженерной и энергетической инфраструктуры и обучения эксплуата-

ционного персонала особенностям обслуживания и ремонта ВТСП-кабелей и криогенного оборудования.

5. Рекомендовать ОАО «ВНИИКП» осуществить:

- проработку вопроса организации опытно-промышленного (экспериментального) производства ВТСП-кабелей на базе ОАО «ВНИИКП» с привлечением предприятий кабельной отрасли;
- разработку унифицированной серии соединительных и концевых муфт для криогенных установок.

6. Рекомендовать ОАО «НТЦ электроэнергетики» продолжить работу по оценке на основе уже проведенных расчетов экономической целесообразности применения ВТСП-кабелей переменного и постоянного тока в электроэнергетике с максимальным учетом факторов, влияющих на технико-экономическую эффективность внедрения такой продукции, в том числе таких как: экономия на земельных работах и коммутационной аппаратуре, необходимость в ряде случаев разработки сопрягающих устройств, тренды по ценовым характеристикам на комплектующие изделия для более ясной картины в отношении сфер применения ВТСП-технологий и технических решений, направленности усилий по их разработке.

7. Рекомендовать ОАО «Институт Энергосетьпроект» с привлечением генерирующих и сетевых компаний, администраций регионов и городов:

- изучить возможности передачи мощности от электростанций напрямую к крупным энергоемким потребителям с изменением схем выдачи мощности при использовании ВТСП-кабелей с проработкой вопросов, связанных с резервированием питания потребителей, сбалансированностью работы станции при аварийном отключении ВТСП-кабелей, спецификой подключения ВТСП-кабелей к шинам станции, размещением криогенного оборудования, его обслуживанием и пр.;

- учитывая преимущества и энергетическую специфику ВТСП-кабелей, оценить перспективы использования ВТСП-кабелей для глубокого ввода электроэнергии в мегаполисы и крупные энергоемкие комплексы с заменой отслуживших свой срок кабельных линий традиционного исполнения, с кратным увеличением передаваемой мощности, обеспечением повышенных экологических требований.

8. Считать перспективными направлениями:

- создание кабельных линий переменного тока на ВТСП-материалах 2-го поколения,

что позволит снизить потери электроэнергии на переменном токе, обеспечив функции токоограничения и в перспективе снижение стоимости ВТСП-кабелей до их экономической конкурентоспособности с кабелями традиционного исполнения;

- применение ВТСП-кабеля на постоянном токе для сверхпроводящих вставок и передач постоянного тока (СВПТ и СППТ), что требует проведения НИР для оценки технико-экономических показателей.

9. Просить Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН определить место научных учреждений Российской академии наук в исследованиях по ВТСП-тематике и выступить научным координатором работ в области высокотемпературной сверхпроводимости в электроэнергетике.

10. Считать необходимым продолжить деятельность созданного и функционирующего в ОАО РАО «ЕЭС России» Координационного совета по применению сверхпроводимости в электроэнергетике (правопреемник — ОАО «СО ЕЭС», новый председатель совета после ликвидации ОАО РАО «ЕЭС России» — председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Б.И. Аюев) в целях дальнейшей координации и развития работ в этой области.

11. Обратиться от имени научной общественности в лице совместного заседания научных советов, Научно-технического совета Единой энергетической системы (А.Ф. Дьяков, В.Е. Фортов) и разработчиков (Э.П. Волков, Ю.Г. Шакарян, В.Е. Сытников) в Правительство РФ (И.И. Сечин) и профильные министерства (С.И. Шматко, А.А. Фурсенко) с обоснованием необходимости государственной поддержки и дальнейшего финансирования работ в области использо-

зования ВТСП-технологий в электроэнергетике с привлечением и координацией действий ведущих научных учреждений, научно-исследовательских и проектных институтов, государственных корпораций, субъектов энергетического рынка, производителей кабельной продукции и другого энергетического оборудования, инжиниринговых компаний, частного бизнеса, администраций в целом.

12. Считать целесообразным организовать выполнение работ по созданию концепции применения ВТСП-кабелей переменного и постоянного тока в электроэнергетических системах, в частности, в схемах электропитания мегаполисов и для передачи больших потоков электроэнергии на дальние расстояния с разработкой и внедрением опытно-промышленных образцов таких кабелей различных характеристик в конкретных электрических сетях с перспективами масштабного применения сверхпроводящих кабелей в электроэнергетике на основе идеологии создания электрических сетей нового поколения. Исполнители: ОАО «ЭНИН», ОАО «НТЦ электроэнергетики», ОАО «ВНИИКП», ОАО «Институт Энергосетьпроект», ИСЭМ СО РАН, ОАО «НИИПТ», МАИ (ТУ), ЗАО «АПБЭ».

ОАО «ЭНИН» как головной организации обратиться в Минэнерго РФ с обоснованием проведения и финансирования работ в 2010 г.

13. Просить руководство ОАО «Инженерный центр ЕЭС» рекомендовать своим филиалам на основе зарубежного опыта и отечественных проработок проанализировать возможности и целесообразность использования зарубежного и отечественного высокотемпературного сверхпроводящего оборудования и кабельных линий в разработках и проектах с учетом специфики проектируемых и реконструируемых объектов.

Заместитель председателя Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», доктор техн. наук, проф.

В.В. Молодюк

Ученый секретарь НС РАН по ПНиБСЭ, заведующий отделением ОАО «ЭНИН», доктор техн. наук, проф.

В.А. Баринов

Ученый секретарь Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», канд. техн. наук

Я.Ш. Исамухамедов

Начальник отдела — руководитель рабочего аппарата президента НТС — научного руководителя ОАО «Инженерный центр ЕЭС»

А.М. Бычков

Ученый секретарь НТС ОАО «Инженерный центр ЕЭС», канд. техн. наук

А.Ф. Усманов

Ветродвигатель для ветряка

С.А. Лесняк, С.В. Вяльых

Изобретение относится к ветроэнергетике и может быть использовано для преобразования энергии движения ветра в механическое вращение вала ветродвигателя, к которому могут быть присоединены различные механические устройства или преобразователи механической энергии.

Технический результат, заключающийся в упрощении конструкции ветродвигателя, уменьшении его массогабаритных характеристик, увеличении коэффициента использования энергии ветра, обеспечивается за счет того, что в ветродвигателе установлено ветроколесо с вертикальной осью вращения, снабженное не менее чем тремя ветровоспринимающими элементами, скрепленными с радиальными траверсами, закрепленными на вертикальной оси вращения перпендикулярно ей. Внешние концы траверс оперты на кольцевую опору. Кроме того, ветроколесо установлено с возможностью взаимодействия с генератором электрической энергии.

Согласно изобретению каждый ветровоспринимающий элемент выполнен в виде щелевого крыла, содержащего не менее двух параллельных лопастей, профилю поперечного сечения которых придана серповидная форма, выпуклая в сторону вращения ветроколеса и вогнутая со стороны ветровоспринимающих поверхностей. При этом ширина и длина лопастей щелевого крыла увеличивается от его поверхности, воспринимающей ветер, не менее чем на 5% размеров соседней наименьшей.

Поперечному сечению наибольшей лопасти каждого щелевого крыла придана каплеобразная форма, для чего радиус кривизны профиля центральной части ее выпуклой поверхности выполнен меньше, чем у остальных лопастей щелевого крыла.

Описание изобретения

Изобретение относится к устройствам для преобразования энергии движения ветра в механическое вращение вала ветродвигателя, к которому могут быть присоединены различные механические устройства или преобразователи механической энергии.

Известен ветродвигатель, в котором в центральной области потока ветер непосредственно действует на многолопастной ротор, а справа и слева от потока по периметру вне ротора установлены подвижные заслонки (слева открывают поток, а справа перекрывают), причем эти заслонки также исполь-

зованы в качестве направляющего аппарата для направления ветрового потока к ротору (см. патент РФ №2074980).

Недостаток этого решения — сектор использования ветра не превышает 120°, зато значительно увеличены габариты всего устройства и усложнена конструкция даже в сравнении с лопастным ветроагрегатом.

Известен ветродвигатель, выполненный в виде осевой турбины с сопловым аппаратом и содержащий электрогенератор, переднюю, центральную, дополнительную и наружные оболочки. Перечисленные оболочки создают между смежными поверхностями три канала, каждый из которых представляет собой сопло Лаваля (см. патент РФ №2124142).

По утверждению автора, такая конструкция обеспечивает высокую эффективность использования ветра, что весьма спорно, так как диаметр внешней оболочки более чем на порядок больше диаметра самой турбины, значит аэродинамический момент оболочки будет почти в тысячу раз больше сопротивления турбины. Утверждение автора о том, что капиталовложения на 1 кВт мощности такого ветроагрегата будут не более 0,25 капиталовложений для классического ветряка не выдерживают критики (в настоящее время во всем мире капиталовложения на 1 кВт мощности ветроагрегатов составляют в среднем 1500–2000 дол.).

Известен также ветродвигатель, содержащий ветроколесо с вертикальной осью вращения, снабженное не менее чем тремя ветровоспринимающими элементами, скрепленными с радиальными траверсами, закрепленными на вертикальной оси вращения перпендикулярно ей, при этом внешние концы траверс оперты на кольцевую опору, кроме того, ветроколесо установлено с возможностью взаимодействия с генератором электрической энергии (см. пат. РФ по з-ке №2002130128 от 10.11.02 «Ветроэнергетическая установка», решение о выдаче патента от 08.01.04).

Недостаток этого решения — громоздкость и сравнительно небольшой сектор использования ветра, кроме того, для обеспечения безопасности эксплуатации конструкции, имеющей развитую площадь ветровоспринимающих элементов, она снабжена устройствами для изменения их площади парусности.

Технический результат, получаемый при решении поставленной задачи, выражается в том, что

при наличии ветра, независимо от его направления, на его ветровоспринимающих элементах от 0 до 180° направления ветра возникают аэродинамические силы, заставляющие вращаться вал двигателя, так как поверхности ветровоспринимающих элементов, движущиеся навстречу ветру, имеют более низкое аэродинамическое сопротивление. При этом обеспечивается увеличение сектора использования ветра до 175° угла поворота вала, т.е. в 1,6 раза выше классических (на углах от 2,5 до $177,5^\circ$ от направления ветра).

Изобретение поясняется чертежами, где на рис. 1 показан общий вид ветродвигателя; на рис. 2 показано укрупнено щелевое крыло; на рис. 3 и 4 показано взаимодействие ветроколеса с ветром при различных углах поворота колеса к ветру.

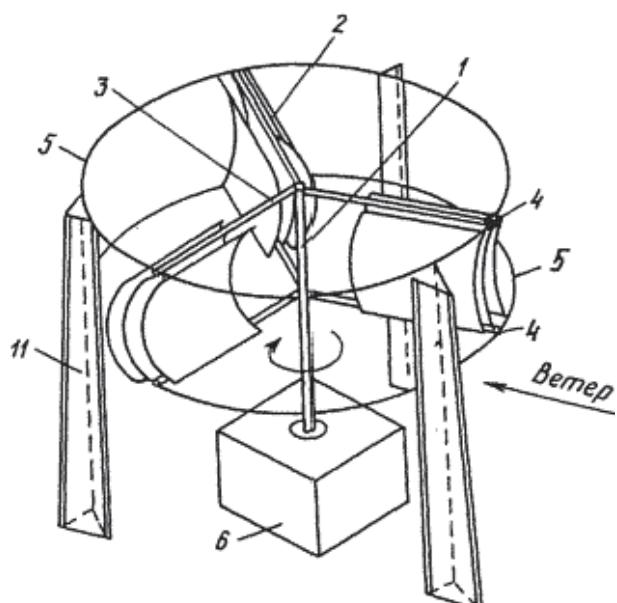


Рис. 1

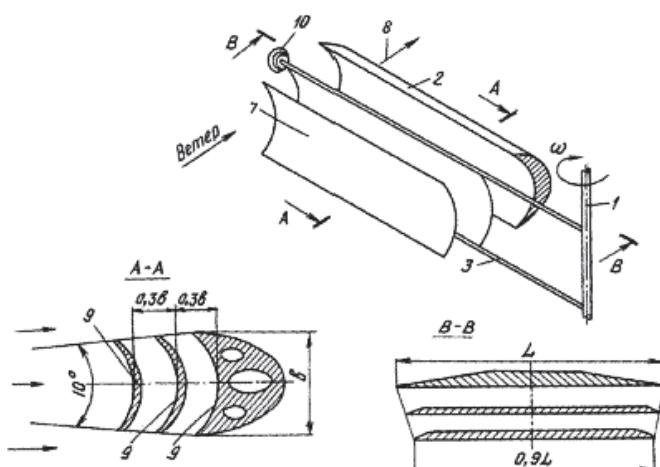


Рис. 2

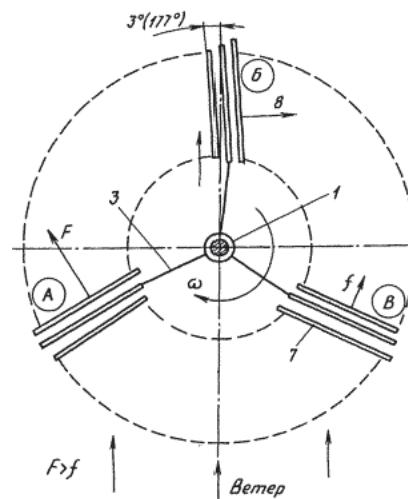


Рис. 3

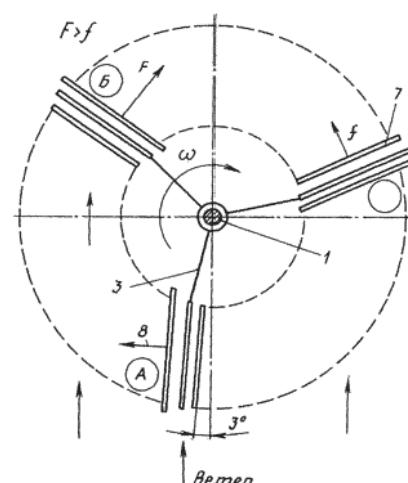


Рис. 4

Ветродвигатель содержит ветроколесо с вертикальной осью вращения 1, снабженное не менее чем тремя ветровоспринимающими элементами 2, скрепленными с радиальными траверсами 3, жестко закрепленными на вертикальной оси вращения 1 перпендикулярно ей (при больших размерах ветроколеса число траверс равно двум, при малых можно использовать только одну траверсу). Внешние концы 4 траверс 3 оперты на кольцевую опору 5.

При необходимости (при больших размерах ветровоспринимающих элементов), можно использовать две параллельные кольцевые опоры, разнесенные по высоте друг над другом, но по нашим расчетам в большинстве случаев достаточно одной. Ветроколесо установлено с возможностью взаимодействия с генератором электрической энергии 6.

Каждый ветровоспринимающий элемент 2 выполнен в виде щелевого крыла, содержащего не менее двух параллельных лопастей 7, разнесенных

в плоскости вращения ротора друг от друга на 0,3 хорды лопасти по типу щелевого крыла Н.Е. Жуковского.

Профилю поперечного сечения лопастей 7 придана серповидная форма, выпуклая в сторону вращения 8 ветроколеса и вогнутая со стороны ветровоспринимающих поверхностей 9, при этом ширина и длина лопастей щелевого крыла увеличивается от его вогнутой поверхности, воспринимающей ветер, не менее чем на 5% размеров соседней наименьшей.

Поперечному сечению наибольшей лопасти каждого щелевого крыла придана каплеобразная форма, для чего радиус кривизны профиля центральной части ее выпуклой поверхности выполнен меньшим, чем у остальных лопастей щелевого крыла. Кроме того, образующая ветровоспринимающей поверхности 9 наименьшей из лопастей 7 щелевого крыла радиальна и перпендикулярна вертикальной оси вращения 1.

Внешние концы траверс снабжены роликами 10 с ребордами, которыми они оперты на кольцевую опору 5, с возможностью качения по ней. Кольцевая опора 5 зафиксирована на опорных мачтах 11 (как минимум, трех).

Ветродвигатель работает следующим образом. При наличии ветра, на ветровоспринимающих элементах 2, при направлениях ветра от 0 до 180° возникают аэродинамические силы, заставляющие вращающийся вал двигателя (вертикальную ось вращения), так как поверхности щелевых крыльев, движущиеся навстречу ветру, имеют более низкое аэродинами-

ческое сопротивление. При этом, в активной зоне щелевых крыльев возникают дополнительные аэродинамические силы в соответствии со свойствами щелевого крыла, которые повышают аэродинамические силы, действующие на лопасти, в 1,7–2 раза в сравнении с одинарной — обычной лопастью.

Взаимодействие ветровоспринимающих элементов 2 с ветром представлено на рис. 3 и 4 при различных углах поворота вертикальной оси вращения 1.

Из чертежей следует, что при повороте блока лопастей от 0 до 180° практически сохраняется результирующая аэродинамическая сила на ветровоспринимающем элементе.

Увеличение числа лопастей в ветровоспринимающих элементах свыше трех приведет только к снижению эффективности ветродвигателя.

При повороте ветровоспринимающих элементов от 0 до 180° практически сохраняется результирующая аэродинамическая сила на нем.

Наличие кольцевой опоры 5, укрепленной не менее чем на трех опорных мачтах 11, обеспечивает почти полную разгрузку вертикальной оси вращения и траверс ветродвигателя от опрокидывающего момента при ветре любой силы.

Вращение вертикальной оси вращения 1 передается на вал генератора электрической энергии 6 с выработкой электроэнергии.

Таким образом, предлагаемая конструкция позволяет увеличить ветроэффективность ветродвигателя почти в 3,2 раза в сравнении с классической и довести ее до 0,65–0,75.

Электростанции России в апреле 2009 г. выработали 78,6 млрд кВт·ч электроэнергии

По оперативным данным ОАО «СО ЕЭС», выработка электроэнергии в ЕЭС России в апреле 2009 г. составила 76,9 млрд кВт·ч, потребление — 75,8 млрд кВт·ч.

Суммарные данные об объеме выработки электроэнергии в целом по России, сообщаемые Системным оператором, складываются из показателей выработки электростанций, работающих в составе Единой энергетической системы России, и генерирующих объектов, расположенных в изолированных энергосистемах (Таймырская, Камчатская, Сахалинская, Магаданская, Чукотская, а также энергосистемы центральной и северной Якутии). Фактические показатели работы энергосистем изо-

лированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

В апреле 2009 г. производство электроэнергии в России составило 78,6 млрд кВт·ч, что на 5% меньше, чем в апреле прошлого года. Электростанции ЕЭС России выработали 76,9 млрд кВт·ч (на 5,1% меньше, чем в апреле 2008 г.), в изолированных энергосистемах произведено в общей сложности 1,7 млрд кВт·ч (на 0,7% меньше, чем в апреле 2008 г.).

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 46,4 млрд кВт·ч, что на 8,1% меньше, чем в апреле

2008 г. Выработка ГЭС за апрель 2009 г. увеличилась на 8% по сравнению с апрелем 2008 г. и составила 14,3 млрд кВт·ч.

На АЭС в апреле 2009 г. произведено 12,1 млрд кВт·ч, что на 6,2% меньше объема электроэнергии, выработанной за аналогичный период прошлого года.

Электростанции, являющиеся частью технологических комплексов промышленных предприятий и предназначенные в основном для снабжения их электроэнергией (электростанции промышленных предприятий), в апреле 2009 г. выработали 4,0 млрд кВт·ч (на 6,9% меньше, чем в апреле 2008 г.).

За первые четыре месяца 2009 г. производство электроэнергии в целом по России составило 348,8 млрд кВт·ч, что на 5,9% меньше выработки в аналогичном периоде 2008 г., в том числе в ЕЭС России — 340,7 млрд кВт·ч (на 6,1% меньше), в изолированных системах — 8,1 млрд кВт·ч (на 2,5% больше).

За январь—апрель 2009 г. ТЭС ЕЭС России выработали 216,8 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 9,6% меньше, чем за аналогичный период 2008 г., ГЭС — 53,6 млрд кВт·ч (на 10,5% больше), АЭС — 53,3 млрд кВт·ч (на 4,9% меньше), электростанции промышленных предприятий — 17,2 млрд кВт·ч (на 7% меньше).

Суммарный объем потребления электроэнергии в целом по России складывается из показателей электропотребления объектов, расположенных в зоне Единой энергетической системы России и объектов, работающих в изолированных энергосистемах.

Потребление электроэнергии в апреле 2009 г. в целом по России сократилось на 5,4% по сравнению с апрелем 2008 г. и составило 77,5 млрд кВт·ч. В ЕЭС России было потреблено 75,8 млрд кВт·ч (на 5,6% меньше, чем в апреле 2008 г.), в изолированных энергосистемах — 1,7 млрд кВт·ч (на 0,7% больше, чем в апреле 2008 г.).

За первые четыре месяца 2009 г. потребление электроэнергии в целом по России уменьшилось на 6,4% по сравнению с аналогичным периодом 2008 г. и составило 343,2 млрд кВт·ч. В ЕЭС России потребление составило 335,1 млрд кВт·ч (на 6,6% меньше), в изолированных системах — 8,1 млрд кВт·ч (на 2,5% больше).

Несмотря на суммарный спад энергопотребления, в ряде региональных энергосистем потребление электроэнергии в апреле 2009 г. увеличилось по сравнению с апрелем 2008 г.: в энергосистеме Москвы и Московской области на 2,8%, в Дагестанской энергосистеме на 20,1%, в Ингушской энергосистеме на 15,4%, в Чеченской энергосистеме на 14,7%, в Кабардино-Балкарской энергосистеме на

9,3%, в Северо-Осетинской энергосистеме на 8,8%, в Кубанской энергосистеме на 7,1%, в Карачаево-Черкесской энергосистеме на 6,6%, в Астраханской энергосистеме на 5,6%, в Ставропольской энергосистеме на 4,4%, в Калмыцкой энергосистеме на 3,1%, в Псковской энергосистеме на 2,4%, в Амурской энергосистеме на 2,2%, в Калужской энергосистеме на 1,8%, в Смоленской энергосистеме на 0,6%. В изолированных Таймырской, Камчатской, Чукотской энергосистемах потребление возросло на 1,3, 2 и 3% соответственно.

Данные по объединенным энергосистемам (ОЭС) за апрель 2009 г.

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч	Относительно апреля 2008 г., %	Потребление, млрд кВт·ч	Относительно апреля 2008 г., %
Восток (с учетом изолированных систем)	3,3	-1,2	3,2	-3,6
Сибирь (с учетом изолированных систем)	16,2	-8,3	16,5	-8,6
Урал	18,4	-6,1	19,2	-6,8
Средняя Волга	8,9	-10,1	7,9	-8,3
Центр	18,0	-2,1	17,2	-3,0
Северо-Запад	8,5	2,1	7,4	-3,0
Юг	5,2	-3,4	6,1	1,0

Данные по объединенным энергосистемам (ОЭС) за четыре месяца 2009 г.

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч	Относительно четырех месяцев 2008 г., %	Потребление, млрд кВт·ч	Относительно четырех месяцев 2008 г., %
Восток (с учетом изолированных систем)	15,5	-1,1	15,3	-2,0
Сибирь (с учетом изолированных систем)	73,7	-6,3	75,3	-5,9
Урал	81,0	-8,1	82,6	-8,0
Средняя Волга	38,9	-5,2	34,9	-10,8
Центр	79,6	-8,6	75,3	-5,7
Северо-Запад	35,9	2,2	31,8	-3,8
Юг	24,2	-3,2	28,0	-3,5

Утверждены основные направления России в развитии возобновляемых источников энергии

Как сообщает пресс-служба Greenpeace России, 20 января 2009 г. председатель правительства В. Путин подписал распоряжение, утверждающее основные направления государственной политики в развитии возобновляемых источников энергии (ВИЭ) до 2020 г.

Возобновляемая энергетика — это ветроэнергетика, солнечная, приливная, геотермальная, малая гидроэнергетика (МГЭС) и биотопливная. В последние десятилетия их развитием активно занимаются во всем мире, так как многие правительства осознали исчерпаемость традиционных источников — нефти, газа и угля.

В России до сих пор нет механизма поддержки ВИЭ. Доля энергетики на их основе в топливном балансе России ничтожно мала. Принятое распоряжение правительства предполагает увеличение производства и потребления электрической энергии с использованием ВИЭ: в 2010 г. — 1,5%, в 2015 г. — 2,5%, в 2020 г. — 4,5%.

Бытует мнение, что в России мало мест, пригодных для размещения объектов ВИЭ: «ветряная генерация — Калмыкия и Калининград, приливные ЭС — Мурманск, геотермальные ЭС — Камчатка, малые ГЭС — Кавказ». На самом деле этот список можно существенно расширить: «солнце» — Прибайкалье, Краснодарский край, черноземье; «геотермальная» — практически повсеместно при освоении технологии глубинного бурения; «приливы» — Архангельская область, Камчатка. Что же касается ветряков и малых ГЭС, то гораздо проще перечислить районы, где они не могут работать.

Уже сегодня экономически доступный потенциал ВИЭ составляет примерно 30% общего энергетического баланса России, т.е. каждая третья сжигаемая тонна нефти и кубометр газа могут быть замещены энергией ветра, солнца, биомассы.

Источник <http://rud.news.ru>

Россия будет развивать возобновляемые источники энергии

Россия — мировой лидер по запасам и экспорту природного газа, занимает второе место в мире по

запасам угля и восьмое по запасам нефти, а также является крупнейшим в мире потребителем энергии. Теперь Россия возьмется за разработку альтернативных источников энергии, и у нее есть все шансы стать крупнейшим разработчиком в этой области, уверяют аналитики Fortis.

Премьер-министр РФ Владимир Путин уже объявил об увеличении к 2020 г. доли энергии, получаемой из альтернативных источников, с 1 до 4,5% всей производимой в стране энергии.

Гидроэнергетика, основа возобновляемых источников энергии, подвержена значительным рискам — от непредвиденных ливневых дождей до глобального потепления. Тем не менее для России, где насчитывается более 2 млн рек, именно она остается приоритетной в области возобновляемых источников энергии. Гидроэнергетический потенциал России оценивается в 850 млрд кВт/год. Но не на каждой реке может быть построена плотина, не каждая долина может быть использована.

Помимо обычных ГЭС, Россия собирается работать и с геотермальными источниками. В 1957 г. первые скважины были прорыты в термальном источнике Пожетск на Камчатке, а в конце 1990-х в Петропавловске-Камчатском была возведена электростанция мощностью 50 МВт. По оценкам Международного энергетического агентства, потенциал производства энергии из геотермальных источников глубиной менее трех метров составляет примерно 180 млн т условного топлива в год.

США и Германия борются за звание крупнейшего разработчика энергии ветра. Тем временем, если предоставить России деньги и технологии, именно она станет крупнейшим поставщиком этого вида альтернативной энергии. На большей части территории России (кроме центральной Сибири) наивысшую силу ветер приобретает осенью и зимой. Самые сильные ветра дуют у берегов Баренцева, Карского, Берингова и Охотского морей — 11,5 м/с. По оценкам, сделанным в 2000 г., общий потенциал энергии ветра в России составляет 6200 кВт·ч/м².

Несмотря на высокий потенциал солнечной энергии (от 810 кВт·ч/м² на севере страны до 1400 кВт·ч/м² на юге), Россия сильно отстает в этой области от Китая.

РФ также может развивать получение энергии из биомассы. В стране ежегодно обрабатывается около 800 млн т древесины, от которой остается около 70 млн т отходов. Еще 250 млн т отходов накапливается в сельскохозяйственной отрасли, что дает великолепные возможности для развития данного источника энергии.

Однако, напоминают в Fortis, не стоит забывать и о политической стороне вопроса развития ВИЭ.

Россия является крупнейшим энергоэкспортером, но до сих пор не смогла разработать самодостаточную внутреннюю систему транспортировки. После российско-украинского газового конфликта у Европы уже не осталось сомнений в том, какое государство Россия имеет благодаря газовым поставкам. Кроме того, РФ хочет стать крупнейшим поставщиком урана в США, что еще больше усилит ее позиции в области энергетики. Встает вопрос о том, будут ли западные страны помогать России развивать возобновляемые источники энергии. В интересах планеты им, определенно, стоит это делать. Но вряд ли это будет входить в интересы отдельных политических сил. России необходимо будет проявить себя как очень надежного партнера, чтобы получить помочь западных стран, заключают аналитики Fortis.

Источник <http://top.rbc.ru>

Инвестиции в альтернативные источники энергии упали на 63%

Согласно опубликованному сегодня отраслевому докладу, в начале текущего года венчурные капиталисты сократили расходы на возобновляемые источники энергии. При этом в I квартале 2009 г., финансирование исследований и запуск новых проектов уменьшились на 63%, — сообщает Associated Press. Это является последним доказательством того, насколько сильно повлиял глобальный экономический спад на развитие альтернативных источников энергии. На фоне сокращения спроса на энергоносители, пострадали также нефтяные и газовые компании.

С января по март венчурного капитала было вложено 277 млн дол. в «чистую» энергию, тогда как за аналогичный период прошлого года этот показатель составил 715,3 млн дол., согласно анализу, проведенному Ernst&Young на основе данных Dow Jones Venture Source.

В докладе отмечено, что даже самые богатые инвесторы, многие из которых являются наиболее горячими сторонниками использования альтернативных источников энергии, вынуждены снижать свои расходы.

Эксперты возлагают надежды на утвержденный правительством США миллиардный пакет по стимулированию исследований в области возобновляемых источников энергии, что должно способствовать оживлению инвестиций.

Источник <http://www.unova.ru>

Ветряные электростанции будут доступны каждому

В ближайшие 2–3 года любая российская семья при наличии 7–12 тыс. дол. сможет приобрести в личное пользование ветрогенератор мощностью 3–5 кВт, который позволяет экономить на платежах за электроэнергию от 10 до 50 тыс. руб. в год.

Турбины большей мощности (1МВт), стоимость которых по прогнозам аналитиков компании «Арбат Капитал» достигнет порядка 1–1,5 млн дол., смогут приобрести небольшие производства, муниципалитеты или хозяйства, объединившиеся для покупки генератора. При этом объем производимой энергии составит около 170 МВт·ч в месяц при средних скоростях ветра 4 м/с.

В соответствии с правительственной программой по стимулированию отрасли альтернативной энергетики в России, инвестиции в возобновляемые источники энергии в 2010 г. составят 37 млрд руб., и увеличится в 2020 г. до 220 млрд. Это впоследствии позволит существенно снизить энергозависимость населения от поставщиков традиционной энергии, например ОАО «Мосэнерго», а также увеличить объем сэкономленных средств за счет возможности коллективного приобретения потребителями собственных энергозаменителей — ветрогенераторов.

Ветрогенератор, один из наиболее часто используемых нетрадиционных источников энергии, приобретаемый для отопления помещений и электроснабжения, окупается за 3–4 года. На сегодняшний день доля энергии, производимой российскими генерирующими компаниями из возобновляемых источников крайне мала. На данный момент в России реализуется лишь 3,5% экономического потенциала ВИЭ, которые включают ветряные турбины, солнечные батареи, малые ГЭС, а также геотермальные и приливные электростанции.

Аналитики «Арбат Капитал», оценившие перспективы рынка альтернативной энергетики в условиях кризиса, разработали инвестиционный план по развитию данной отрасли в стране: в ближайшее время в России будет запущен ряд проектов по строительству новых и модернизации уже имеющихся ветротурбин. Так, в 2010–2011 гг. в рамках проекта Windlife Energy, одним из инвесторов которого является Европейский Банк Реконструкции и Развития, в Мурманске планируется установка ветротурбин общей мощностью 200 МВт. Проект Greta Energy Inc. в Ейске, оценочная стоимость которого достигает 70–100 млн евро, предполагает установку ветротурбин 50 МВт: старт работ намечен на пер-

вую половину 2009 г., установка ветротурбин — на вторую половину, сдача проекта — в 2010 г. В рамках проекта РусГидро в Калмыкии планируется расширение установленной мощности турбин от 1 до 9 МВт. Общий бюджет проекта — 16 млн дол. и т.д.

В каждом регионе после старта пилотного проекта планируется выход на розничный рынок энергетики и запуск программы по стимулированию использования потребителями альтернативных источников энергии — главным образом бытовых ветрогенераторов.

Источник <http://energyland>
01.04.09

В России построят уникальную энергоустановку

В России будет реализован инновационный проект по получению электрической и тепловой энергии из возобновляемого непищевого сырья, отходов промышленных производств предприятий.

Трехстороннее соглашение о сотрудничестве подписали ГП «ОСТ» (российский производитель алкогольных и безалкогольных напитков), Ассоциация «Аспект» и Научный центр РАН в Черноголовке, говорится в сообщении группы «ОСТ».

Экспериментальный проект планируется реализовать на площадке завода «ОСТ-Аква» осенью 2009 г. В рамках проекта будет создана модульная энергоустановка по когенерации электрической и тепловой энергии из биогаза, являющегося побочным продуктом технологического процесса очистки вод. Энергоустановка будет обеспечивать технологический процесс локальных очистных сооружений электрической энергией до 100 кВт и тепловой энергией до 150 кВт. Важнейшие факторы — это модульность оборудования, безотходность и использование отработанного сырья непищевого значения. Автономная энергоустановка, даже покрывающая часть потребностей в электроэнергии и тепле, а тем более работающая на отходах производства для любого предприятия или хозяйства, даст колоссальный экономический эффект.

Подобный проект не имеет аналогов в России, подчеркивается в сообщении.

Локальные энергоустановки, обеспечивающие теплом и энергией за счет местных возобновляемых биоресурсов, способны решить проблему энергодефицита и дать новый толчок в развитии фермерских хозяйств, сельскохозяйственных производств, промышленности и близлежащих городских и сельских образований.

ЗАО «Группа предприятий «ОСТ» — диверсифицированный холдинг, который на сегодняшний день включает в себя более 20 предприятий.

Научный центр РАН в Черноголовке — одна из крупнейших не только в России, но и в мире организаций, работающих в передовых областях физики, химии, физико-химической биологии и медицины, ряда смежных отраслей науки. Результаты фундаментальных исследований ученых центра реализованы во многих сферах народного хозяйства и обороны страны.

Ассоциация «Аспект» является негосударственным научно-производственным и маркетинговым центром, обеспечивающим разработку, внедрение и трансферт современных наукоемких технологий и проектов с использованием отечественного научного и производственного потенциала.

Источник <http://innovbusiness.ru>

Первая плавучая АЭС появится в Северной столице

Стапельная сборка плавучего энергоблока (ПЭБ) для первой в мире плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) началась 18 мая на ОАО «Балтийский завод» в Северной столице. В IV квартале 2012 г. плавучий энергоблок будет сдан в эксплуатацию. Плавучий энергоблок — это автономный энергетический объект, который целиком создается на судостроительном заводе, а затем буксируется водным путем к месту эксплуатации. Он состоит из гладкопалубного несамоходного судна с двумя реакторными установками ледокольного типа.

Строительство энергоблока второй плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) может быть начато осенью 2010 г. Об этом сообщил журналистам 18 мая директор Дирекции строящихся ПАТЭС ОАО «Концерн Энергоатом» Сергей Завьялов. По словам Сергея Завьялова сказать точно, когда ПАТЭС выйдут в серию и когда может состояться закладка второго и последующего объектов, пока трудно. Однако, если исходить из расчета, что цикл запуска станции составляет полтора — два года и первая начала строиться в мае 2009 г., то следующая может быть заложена осенью 2010 г. «И мы хотели бы этого, тем более, что есть все документы на размещение нескольких следующих станций», — сказал Сергей Завьялов.

Он сообщил, что второй площадкой для размещения плавучих атомных теплоэлектростанций, как ожидается, станет г. Певек (Чукотский автономный округ). Есть соглашения с правительствами Якутии и Чукотки. Планируется, что станции появятся в портах Тикси и Черский. Сергей Завьялов также

отметил, что главное достоинство плавучих атомных теплоэлектростанций заключается в том, что они позволяют значительно экономить на производстве электроэнергии, и это в свою очередь сказывается на тарифах. Так, размещение первой плавучей станции в Вилютинске позволит снизить тарифы примерно на треть.

ПАТЭС найдут широкое применение в энергодефицитных регионах, а также при реализации про-

ектов, требующих автономного и бесперебойного энергоснабжения в условиях отсутствия развитой энергетической системы. Для России это прибрежные районы Крайнего Севера и Дальнего Востока.

19.05.09

Эльви Усманова, по материалам
Балтийского информационного агентства
Источник <http://www.strt.ru>

Первый Саммит Европейских регионов по вопросам энергетики

26 мая 2009 г., Кельн, PowerGen Europe.

Ассамблея Европейских регионов (AEP) и компания GE Energy организуют День Европейских регионов, посвященный вопросам энергетики, — совместную инициативу, направленную на изучение текущих проблем в области энергетики, с которыми сегодня сталкиваются европейские регионы, а также на поиск возможных решений.

День Европейских регионов, посвященный вопросам энергетики, — это первый саммит, собирающий вместе региональное руководство и европейских экспертов в области энергетики. Начиная с конца апреля 2010 г., саммит будет ежегодно проводиться в Брюсселе (Бельгия). Мероприятие призвано помочь выработать региональные решения существующих энергетических задач и подготовить региональную энергетику для будущих поколений. Повышение экономической эффективности, обеспечение бесперебойности поставок и экологические проблемы — вот круг вопросов, который стоит сегодня перед региональными властями. Руководители европейских регионов играют ключевую роль при выборе энергетических решений, которые будут использоваться на их территории.

Объединив усилия с GE Energy, признанным лидером европейского и глобального рынка, AEP создает уникальную платформу для общения представителей региональных властей и всемирно известных экспертов в области энергетики. Основная задача заключается в том, чтобы поддержать энергетическую и экологическую стратегию Евросоюза, и способствовать созданию образцового центра экспертизы и решений в области энергетики для всех европейских регионов.

Саммит будет ежегодно подводить промежуточные итоги деятельности AEP, направленной на решение энергетических проблем, и информировать всех заинтересованных лиц о тех стратегических решениях, которые были выработаны в ходе заседаний рабочих групп и семинаров. В 2009 г. AEP проведет четыре рабочие группы для оценки проблем энергетики в крупнейших регионах и разработки

рекомендаций по их решению. Затем на энергетическом саммите европейских регионов технические эксперты, в том числе эксперты из GE Energy, а также ответственные лица, принимающие решения, смогут изучить различные меры, разработанные в ходе заседаний рабочих групп, и предоставить конкретные предложения по технологическим решениям для региональной энергетики.

AEP не ограничивает свою деятельность строго рамками европейской территории. Выступая партнерами в проекте децентрализованного сотрудничества с Программой развития ООН, участники AEP содействуют развивающимся регионам в их борьбе с климатическими изменениями и оказывают помощь в решении соответствующих энергетических проблем. Таким образом, Энергетический саммит Европейских регионов будет открыт для различных регионов, в том числе самых южных государств мира, и позволит им наладить контакт с европейскими регионами.

Являясь посредниками между европейскими властями и потребителями, сегодня регионы наделены большими полномочиями для принятия решений, что позволяет им преодолевать текущие геополитические и экономические трудности.

В качестве подтверждения участия региональных и локальных властей в развитии отрасли энергетики в марте прошлого года Евросоюзом была принята программа «Intelligent Energy — Europe 2009». Программа предусматривает совместное финансирование проектов, направленных на повышение энергетической эффективности, развитие экологичных технологий и чистого транспорта. На реализацию этой инициативы муниципалитетам и регионам было выделено более 96 млн евро, из которых 15 млн евро будет направлено на развитие локальной энергетики. Ключевой задачей этой программы является «устранение барьеров на рынках, изменение отношений и создание более благоприятных коммерческих условий на рынке энергоэффективных и экологичных энергетических технологий».

«ЭЛМАШ - 2009»

VII международная научно-техническая конференция

22 - 24 сентября

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Международная ассоциация «Интерэлектромаш»
Международная энергетическая Академия
Академия электротехнических наук РФ
Корпорация «Единый энергетический комплекс»
ОАО «РусГидро»
Международная организация «Интерэлектро»
ЗАО НТЦ «Нетрадиционная электроэнергетика»
EWO «Energietechnologie»
При поддержке: Минэнерго России,
Департамента базовых отраслей промышленности
Минпромторга России,
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

- Гидрогенераторы мощностью 800-1000 кВт;
- Асинхронизированные генераторы для турбогенераторных установок, гидрогенераторы, в том числе для ГАЭС и электромашиновентильных комплексов;
- Возобновляемые источники энергии - ветроэнергетические системы, малая гидроэнергетика, энергия волн и приливов, геотермальная энергетика и тепловые насосы;
- Электрические машины переменного тока и постоянного тока;
- Системы частотного регулирования, силовая электроника частотно-регулируемые электроприводы и электрические машины для них;
- Системы управления, контроля, диагностики и надежности оборудования, системы мониторинга и диагностики трансформаторов и электрических машин;
- Сверхпроводниковая техника;
- Системы с накопителями энергии;
- Электротехнические материалы и кабельная продукция;
- Энергоэффективность и энергосбережение.

Международный научный комитет

Дьяков А.Ф.	Член-корр. РАН	Россия
Фаворский О.Н.	Академик РАН	Россия
Аметистов Е.В.	Член-корр. РАН	Россия
Кучеров Ю.Н.	Профессор, д.т.н.	Россия
Maegaard Preben	Профессор, доктор	Дания
Шакарян Ю.Г.	Профессор, д.т.н.	Россия
Пешков И.Б.	Профессор, д.т.н.	Россия
Беспалов В.Я.	Профессор, д.т.н.	Россия
Аминов Р.З.	Профессор, д.т.н.	Россия
Нýбнер F.	Действ.член МАЭА	Чехия
Pavelka J.	Профессор, д.т.н.	Чехия
Benik G.	Дипл. Инженер	Германия
Пугачев С.В.	Дипл. Инженер	Россия

Цель конференции

- Стратегия развития и научно-техническая политика в области электрооборудования для энергетики;
- Тенденции развития электрических машин, силовой электроники и электропроводов;
- Определение тенденций развития электротехнических материалов.

ОРГКОМИТЕТ

Председатель Оргкомитета - Дьяков А.Ф.
Президент Международной энергетической
академии

Члены Оргкомитета:

Вандышев А.К. - Президент МА
«Интерэлектромаш»
Малахов Б.П. - Директор МА «Интерэлектромаш»,
действительный член АЭН РФ
Перминов Э.М. - Вице-президент МЭА,
действительный член МЭА

Тематические направления конференции

- Синхронные турбогенераторы с воздушным, водоводородным и водяным охлаждением для ТЭЦ и АЭС;

Адрес Оргкомитета:

121099, Москва, 1-ый Смоленский пер., 7
тел./факс (499) 248 46 90
e-mail: interelectromash@mtu-net.ru

Секретарь конференции: Трубачева Г. И.