

Министерство образования Российской Федерации
Ивановский государственный энергетический университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск 4

*Под редакцией
доктора техн. наук, профессора В.А. Шуина,
доктора техн. наук, профессора М.Ш. Мисриханова*

**Москва
Энергоатомиздат
2001**

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.

ISBN 5-283-02587-X

Приведены результаты научных исследований и разработок, выполненных ИГЭУ, МЭС Центра РАО «ЕЭС России» и других организаций по вопросам расчета и моделирования установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетических системах и их элементах, расчета и моделирования электромагнитных полей и исследования влияния линий электропередачи сверхвысокого напряжения на экологию окружающей среды, эксплуатации и диагностики электрооборудования ЛЭП и подстанций, совершенствования принципов выполнения и устройств релейной защиты и автоматики электрических сетей.

Книга рассчитана на специалистов-электроэнергетиков, работающих в области эксплуатации, разработки и проектирования электрических сетей и систем их автоматического управления.

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,
д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,
д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,
д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. Ю.Я. Щелькалов,
д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец.

ISBN 5-283-02587-X

© Авторы, 2001

Предисловие

Четвертый выпуск Трудов ИГЭУ “Повышение эффективности работы энергосистем” посвящен 45-летию образования Центральных межсистемных электрических сетей РАО “ЕЭС России” (МЭС Центра).

МЭС Центра, организованные на базе АО “Дальние электропередачи”, является территориальным обособленным подразделением в составе РАО “ЕЭС России” и занимаются вопросами эксплуатации, развития, реконструкции и техперевооружения системообразующих электрических сетей и подстанций объединенной энергосистемы Центра. За 45 лет самоотверженным трудом многочисленных коллективов ученых и исследователей, проектировщиков и конструкторов, строителей и монтажников, эксплуатационников и ремонтников возведена и надежно работает уникальная электрическая сеть линий и подстанций напряжением 330, 500, 750 и 1150 кВ. В настоящее время МЭС Центра осуществляют ремонтно-эксплуатационное обслуживание 11992 км линий электропередачи и 32 подстанций сверхвысокого напряжения. В составе МЭС Центра находится 12 региональных предприятий межсистемных электрических сетей (ПМЭС). МЭС Центра осуществляет руководство производственными отделами и службами ПМЭС, выполняя следующие основные функции:

- обеспечение надежной работы электрической сети;
- планирование профилактических и ремонтных работ оборудования подстанций и линий электропередачи;
- подготовка и повышение квалификации эксплуатационного персонала, обеспечение его инструкциями, оперативно-технической информацией, нормативными материалами;
- обоснование и техническое сопровождение проектирования, строительства и ввода в работу электросетевых объектов МЭС.

На протяжении 45 лет МЭС Центра были своеобразным полигоном внедрения новой техники и технологий, ввода в работу и эксплуатацию линий электропередачи и подстанций новых классов напряжения. На протяжении этих лет на электроэнергетических объектах МЭС Центра проводились уникальные исследования и эксперименты, связанные с анализом работы полуволновых линий электропередачи, разработкой методов расчета и моделирования электромагнитных полей и исследованием влияния линий электропередачи сверхвысокого напряжения на экологию окружающей среды, разработкой методов расчета установившихся режимов и переходных процессов в линиях с распределенными параметрами, исследованием грозоупорности линий электропередачи, разработкой вопросов оптимального построения схем электрических соединений и структуры системообразующей сети, исследованием и совершенствованием принципов выполнения и устройств релейной защиты и автоматики линий и подстанций.

В предлагаемой читателю книге представлены статьи, являющиеся результатами разработок, теоретических и экспериментальных исследований, аналитических обобщений передовых методов эксплуатации и проектирования, выполненных сотрудниками МЭС Центра и Ивановского государственного энергетического университета, а также научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных и ремонтных организаций, сотрудничающих с МЭС Центра.

Редакторы надеются, что представленные материалы будут интересны и полезны инженерам-электроэнергетикам, аспирантам и студентам электроэнергетических специальностей.

Отзывы, замечания и пожелания по содержанию отдельных статей и книги в целом просим направлять по адресу: 153003, г. Иваново, Рабфаковская, 34, Ивановский государственный энергетический университет, кафедра "Автоматическое управление электроэнергетическими системами".

УДК 621.315.1:002.2

К 45-летию начала освоения электропередач сверхвысокого напряжения

Мисриханов М.Ш., д-р техн. наук, Седунов В.Н., инж.

В 1994 г. в составе крупнейшей в мире энергетической компании РАО «ЕЭС России» созданы территориально обособленные подразделения электрических сетей – Межсистемные электрические сети (МЭС), которые осуществляют эксплуатационное и ремонтное обслуживание 2,5 млн км линий электропередачи, 110 подстанций напряжением 330 кВ и выше. На подстанциях МЭС установлены силовые трансформаторы общей мощностью около 150 тыс. МВА.

Для эффективной эксплуатации системообразующей сети Единой энергосистемы России создано семь обособленных подразделений МЭС: Центра, Волги, Урала, Северо-запада, Юга, Сибири и Востока. Подразделения МЭС являются преемниками созданной 15 декабря 1954 г. Дирекции по строительству линии электропередачи Куйбышев – Москва, первой в мире ЛЭП 400 кВ.

Первая цепь ЛЭП 400 кВ длиной 815 км Куйбышев – Москва была введена в мае 1956 г. и полностью закончена в 1959 г. На этой электропередаче был проведен большой комплекс пусконаладочных работ и исследований. Их результаты и накопленный за два первых года опыт эксплуатации передачи поставили на повестку дня вопрос повышения её пропускной способности. Первым экспериментом в этом направлении был перевод одной из кольцевых ЛЭП 400 кВ (длиной 78 км с расщеплением проводов ЗХАС-330) на рабочее напряжение 500 кВ за счет переключения трансформаторной группы по автотрансформаторной схеме 500/115/11. По результатам этого эксперимента специалистами-электроэнергетиками было сделано заключение о том, что при сравнительно небольшом усовершенствовании основного оборудования класса 400 кВ построенные и строящиеся ЛЭП могут надежно работать при рабочем напряжении 500 кВ. В итоге одна цепь ЛЭП 500 кВ новой электропередачи Сталинградская ГЭС – Москва в короткие сроки была перепроектирована на напряжение 500 кВ без замены проводов и без увеличения габаритов подстанции 400 кВ. Она была введена в эксплуатацию 27 декабря 1959 г., а вошла в строй вторая цепь той же передачи – в сентябре 1961 г. Это были первые в мире электропередачи 500 кВ. В 1959 – 1961 г.г. линия Куйбышев – Москва была также переведена на напряжение 500 кВ, что увеличило её пропускную способность на 200 – 300 МВт.

Последующее развитие дальних электропередач было связано с освоением напряжения 500 кВ. Были проведены необходимые научно-исследовательские и проектные разработки и организовано производство

аппаратуры на напряжение 500 кВ. Важное значение имела реализация мероприятий по принудительному ограничению внутренних перенапряжений в электропередачах 500 кВ, чем было облегчено создание нового оборудования и обеспечена возможность перевода на напряжение 500 кВ уже сооруженных ЛЭП 500 кВ и комплекса электротехнического оборудования к ним. За указанные работы большая группа специалистов была удостоена Ленинской премии за 1962 г. в области науки и техники. В числе их был главный инженер Управления по эксплуатации электросетей 500 кВ В.А. Вершков, много сделавший для практического освоения ЛЭП. Важно отметить, что весь комплекс уникального оборудования 400 и 500 кВ был разработан и изготовлен отечественными НИИ, конструкторскими бюро и заводами.

Успешное освоение электрических сетей 500 кВ и настоятельная необходимость повышения пропускной способности линий выдачи мощности, строящихся крупных тепловых и атомных станций поставили задачу разработки и проектирования следующей ступени номинального напряжения – 750 кВ. Первая электропередача 735 кВ была построена в 1966 г. в Канаде, а в 1967 г. в СССР была включена в опытно-промышленную эксплуатацию электропередача 750 кВ Конаково – Белый Раст. При проектировании и освоении отечественных передач 750 кВ использовались многие технические решения, которые были впервые применены на ЛЭП 500 кВ.

В 60-х годах велось активное строительство сетей 500 кВ в центре европейской части страны, заказчиком по проектированию и строительству которых выступало Управление по эксплуатации электросетей 500 кВ. В 1968 г. Управление по эксплуатации электросетей 500 кВ было переименовано в Управление по эксплуатации дальних электропередач.

В связи с назревшей необходимостью создания Единой энергосистемы страны и передач больших потоков электроэнергии из избыточных регионов Сибири и Казахстана на Урал и в европейскую часть страны возникла необходимость создания электропередач новых классов напряжения – 1150 кВ переменного тока. Управлению дальних электропередач были поручены функции заказчика по проектированию и строительству.

В целях освоения оборудования переменного тока по инициативе В.А. Вершкова при подстанции 750 кВ Белый Раст был построен испытательный комплекс опытно-промышленных установок с опытными участками воздушных линий напряжением 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Проведение на комплексе опытно-промышленных установок исследований позволило с минимальными затратами пережить неизбежную смену первых поколений оборудования для электропередач напряжением 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока, психологически и практически подготовить персонал к внедрению и эксплуатации электропередач ультравысокого напряжения.

В конце 80-х годов в связи с тенденцией перехода в энергетике страны к рыночным отношениям создаются региональные акционерные общества – АО-энерго и РАО "ЕЭС России". Для приведения управления системообразующими электрическими сетями в соответствие с новыми задачами функционирования ЕЭС созданы МЭСы. Реалии нового времени коренным образом изменили статус российской энергетической отрасли. РАО "ЕЭС России" превратилось в крупнейшую энергокомпанию мира. В условиях новой энер-

гетической политики всё больше возрастает роль менеджера, экономиста, становясь не менее значимой, чем роль технологов, занятых в цикле производства, передачи и распределения электроэнергии. И поэтому очень важно, что в этот сложный переходный период у "руля" РАО "ЕЭС России" встала команда людей новой формации – "рыночников" во главе с А.Б. Чубайсом, решительно переломившая ситуацию и взявшая курс на превращение РАО "ЕЭС России" в компанию мирового класса.

В последние годы наметилась тенденция прогрессирующего старения электрических сетей РАО "ЕЭС России". Износ основных фондов по линиям электропередачи РАО "ЕЭС России" в среднем превышает 25 %, по подстанциям – 45 %.

Поэтому первоочередной задачей на 2000 – 2005 гг. является техническое перевооружение и реконструкция электросетевых объектов с заменой выходящего оборудования. Вопросы реконструкции, технического перевооружения, а также нового строительства электрических сетей должны решаться на основе использования современного оборудования, прогрессивных конструкций и материалов.

За последние годы энергетики России получили доступ к такой продукции, которая производится на предприятиях электротехнической и оборонной промышленности, совместных предприятиях с участием ведущих зарубежных фирм.

Основными направлениями в техническом перевооружении, реконструкции и строительстве электрических сетей стало преимущественное использование опор для воздушных линий электропередачи повышенной механической прочности, силовых кабелей и арматуры с изоляцией из сшитого полиэтилена, вакуумных и элегазовых силовых выключателей взамен масляных и воздушных, полимерных изоляторов на воздушных линиях электропередачи, коррозионно-стойких грозозащитных тросов, силовых автотрансформаторов с улучшенными характеристиками и повышенной надежностью, управляемых шунтирующих реакторов, ограничителей перенапряжения вместо вентильных разрядников, антирезонансных трансформаторов напряжения, современных высоконадежных трансформаторов тока с элегазовой изоляцией напряжением 110 кВ и выше, высоковольтных вводов напряжением 110 – 750 кВ повышенной надежности, высоконадежных автоматизированных разъединителей напряжением 110 кВ и выше изоляторами повышенной механической прочности, современных микропроцессорных комплексов устройств релейной защиты и автоматики, оптико-волоконных и спутниковых каналов связи.

Также важными являются задачи по разработке и созданию автоматизированных ячеек КРУ 10 кВ, ОРУ 110 – 750 кВ с жесткой ошиновкой, АСУ ТП на основе микропроцессорной техники, комплексных автоматизированных систем диагностики основного электротехнического оборудования, средств механизации и прогрессивных технологий по эксплуатационному обслуживанию линий электропередач и оборудованию подстанций.

Реализация в ближайшей перспективе этих направлений позволит существенно поднять уровень надежности, повысить эффективность, пропускную способность электрических сетей, обеспечить в конечном счете необходимое качество электроснабжения потребителей в условиях роста электропотребления в стране.

В 1999 г. на пороге нового века МЭС как преемникам исполнилось 45 лет. 45 лет – возраст зрелости как для человека, так и для организации. Результаты работы МЭС зримы. Четко и слаженно, как единый механизм, работают межсистемные электрические сети на огромной территории России, созданные трудом нескольких поколений энергетиков – строителей и эксплуатационников.

УДК 621.315.1:002.2

ЛЭП России. Хроника событий

Барсуков А.И., Коновалов И.Е., Корягин Ю.М., инженеры

Так это начиналось. На рубеже XIX – XX веков Российская империя переживала мощный индустриальный подъем. Бурный рост промышленных предприятий, особенно в центральных регионах страны – в Москве и Санкт-Петербурге, резкое увеличение количества городского населения, а также быстрое развитие "сырьевых" регионов (в первую очередь, Бакинских нефтяных месторождений), обусловленное значительным вливанием иностранного капитала – все эти факторы настойчиво диктовали все более возрастающие потребности в обеспечении электроэнергией.

В 1886 г. в Санкт-Петербурге создана коммерческая организация "Общество электрического освещения 1886 года", которая приобрела существовавшие тогда две электростанции общего пользования на барже, причаленной к берегу р. Мойки на Казанской площади, и все относящиеся к ним электрические сети. Одновременно с этим Общество начало строительство электростанции в Москве. Большая часть акций Общества принадлежала фирме "Сименс".

В 1888 г. начала работу Центральная электростанция (ЦЭС) Общества мощностью 1500 кВт в Георгиевском переулке Москвы с кабельной сетью 110 В протяженностью 50 км, а в 1897 была введена в строй электростанция трехфазного тока на Раушской набережной (МОГЭС-1) и проложена сеть 2100 В по улицам Москвы.

В 1889 г. в Санкт-Петербурге создано коммерческое общество "Электрическая сила" по строительству электростанций, электрических сетей и снабжению электроэнергией, в первую очередь, нефтепромыслов в районе г. Баку. Руководителем всех электротехнических сооружений в этом районе был Р.Э. Классон, который совместно с Л.Б. Красиным и при участии А.В. Винтера и В.Д. Кирпичникова обеспечил сооружение за два года электростанции в Баку.

тростанций "Биби-Эйбат" (1901) и "Белый город" (1902) и электросетей, с помощью которых стала возможной полная электрификация нефтедобычи и нефтеперерабатывающих заводов в районе г. Баку.

В мае 1913 г. начала работать первая районная электростанция на торфе – "Богородская" в 70 км от Москвы (мощность 3-х агрегатов по 5000 кВт). Проектированием, сооружением и эксплуатацией электростанции руководил Р.Э. Классон при активной поддержке инженеров В.В. Старкова, Г.М. Кржижановского, А.В. Винтера, И.И. Радченко, В.Д. Кирпичникова.

Суммарная мощность электростанций в России на конец 1913 г. составила 1141 тыс. кВт, а производство электроэнергии – 2039 млн кВтч.

Именно в этот период вокруг ряда крупных городов идет развитие электросети напряжением 15 – 30 кВ. В октябре 1914 г. было закончено строительство уникальной для России того времени линии электропередачи от Богородской электростанции "Электропередача" до Москвы длиной 76 км и напряжением 70 кВ. Включение в городскую сеть энергии "Электропередачи" в конце 1915 г. позволило МОГЭС-1 экономить до 2000 вагонов привозной нефти, покрыв 20 % потребностей Москвы в электроэнергии. Дальнейшее развитие электроэнергетики Российской империи было приостановлено начавшейся первой мировой войной.

ГОЭЛРО. Революционные события 1917 г. круто изменили ход российской истории. 3 (16) декабря был подписан Декрет Совета Народных Комиссаров (СНК) о национализации "Общества электрического освещения 1886 года". В течение 1918 г. были национализированы практически все крупные электростанции и линии электропередач в стране. В ВСНХ был создан Электроотдел, который возглавил инженер П.Г. Смидович. Начато объединение на параллельную работу электростанций в Москве и Петрограде, а также в Донецком бассейне.

В декабре 1918 г. Центральным электротехническим советом (ЦЭС) создано бюро по разработке общего плана электрификации страны и утверждена программа его работ.

23 января 1920 г. Г.М. Кржижановскому было предложено составить государственный план электрификации страны, назвав его "великой программой на 10 – 20 лет". Разработка плана ГОЭЛРО получила статус государственной программы. В марте окончательно сформирована Комиссия ГОЭЛРО. В ее состав вошли виднейшие энергетики России – Г.М. Кржижановский, А.И. Эйсман, А.Г. Коган, Б.И. Угримов, Г.О. Графтио, К.А. Круг и др.

Несмотря на продолжавшуюся еще гражданскую войну, разруху и голод идет строительство электротехнических объектов. Введена в строй Тульская ЦЭС (на Косой горе), начато строительство Шатурской ГРЭС и одной из первых сельских гидроэлектростанций в д. Кашино Московской области.

26 декабря Г.М. Кржижановский доложил VIII съезду Советов перспективный план восстановления и реконструкции народного хозяйства Советской России на основе электрификации - ГОЭЛРО. По плану ГОЭЛРО намечалось в 10 – 15-летний срок примерно удвоение продукции основных отраслей народного хозяйства по сравнению с 1913 г., а в области электрификации он предусматривал осуществление программ "А" и "Б". Программа "А"

включала объединение для совместной работы электростанций в Москве, Петрограде, Донбассе, на Урале и в Поволжье; в программу "Б" входило сооружение 20 паровых электростанций на общую мощность 1110 МВт и 10 гидроэлектростанций на мощность 640 МВт. Производство электрической энергии планировалось довести до 8,8 млрд кВт·ч. (против 2 млрд кВт·ч в 1913 г. и 0,5 млрд кВт·ч в 1920 г.). Предполагалось, что каждая районная тепловая или гидроэлектростанция обеспечит электроснабжение промышленности городов и сельского хозяйства, а также электрифицируемых железных дорог в радиусе около 200 км путем сооружения линий электропередач 115 и 35 кВ (всего около 3500 км железнодорожных линий). Намечалось строительство 7000 км линий 115 кВ и 8700 км линий 35 кВ с сооружением соответствующей мощности трансформаторных подстанций.

29 декабря VIII Всероссийский съезд Советов одобрил план ГОЭЛРО.

Реализация плана ГОЭЛРО. Развитие электрических сетей в годы первой и второй пятилеток. Первые проекты Единой высоковольтной сети. Программа "А" плана ГОЭЛРО – рационализация и объединение для совместной работы существующих электростанций в важнейших промышленных районах – была успешно выполнена к 1926 г. Выполнение этой программы дало большой эффект по экономии топлива, лучшему использованию электростанций, повышению надежности электроснабжения, позволило перевести на электрический привод большое число предприятий и освободить оборудование многих мелких устаревших установок.

Программа "Б" фактически была выполнена уже к 1930 г., а к 1935 г. (крайнему сроку выполнения плана ГОЭЛРО) мощность всех электростанций достигла 6923 МВт, производство электроэнергии достигло 26,3 млрд кВт·ч. Валовая продукция промышленности в 1935 г. была в 3 раза больше, чем это предусматривалось по плану ГОЭЛРО.

Одновременно с сооружением районных электростанций вводились электропередачи высокого напряжения. В 1922 г. была включена в работу первая электропередача 110 кВ Каширская ГРЭС – Москва. С пуском Шатурской ГРЭС в 1925 г. заработала двухцепная линия 110 кВ Шатурская ГРЭС – Москва, а с вводом Волховской гидроэлектростанции в 1926 г. – линия 110 кВ Волховская ГЭС – Ленинград. В 1927 г. с пуском Штеровской ГРЭС была введена в эксплуатацию первая линия 110 кВ в Донбассе, с пуском Челябинской ГРЭС в 1930 г. – первая линия 110 кВ на Урале, в 1932 г. была введена в эксплуатацию крупнейшая для того времени в Европе Днепровская гидроэлектростанция, а вместе с ней первые линии напряжением 154 кВ, в дальнейшем не получившие широкого распространения в нашей стране. Первая линия напряжением 220 кВ была включена в 1933 г. для приема Ленинградом мощности Свирской гидроэлектростанции, а в 1936 году – линия 220 кВ в Московской энергетической системе (Сталиногорская ГРЭС – Москва).

В 1940 году включением в работу линии электропередачи 220 кВ Днепр – Донбасс было положено начало Южной энергосистемы.

Успешное выполнение плана ГОЭЛРО и досрочное выполнение первого пятилетнего плана выдвинули уже в начале 30-х годов задачу создания энергетических систем большой мощности. Начиная с 1931 г., в ходе разра-

ботки генерального плана электрификации СССР на вторую пятилетку и дальнейшую перспективу на научно-практических конференциях энергетики обсуждали вопросы создания Единой высоковольтной сети страны.

Для решения проблемы передачи мощности, измеряемой миллионами киловатт, на расстояние 1000 – 3000 км академик А.А. Чернышев рассматривал возможность использования постоянного тока.

Принципиально рассматривались технические возможности осуществления дальних мощных магистральных и маневренных электропередач переменного тока. Над этими вопросами работал С.А. Лебедев в лаборатории высоковольтных сетей Всесоюзного электротехнического института (ВЭИ).

Еще в 1934 г. в Ленинграде был построен опытный участок ЛЭП 500 кВ, был выполнен ряд исследовательских работ по режимам устойчивости дальних электропередач.

В 1938 г. велись работы по проекту Куйбышевских ГЭС на Волге (на двух створах – плотинной и перепадной). Проектное задание – передача мощности этих ГЭС в Москву и на Урал. Таким образом, уже в предвоенные годы была фактически обеспечена возможность передачи больших мощностей на дальние расстояния при помощи линий электропередач трехфазного тока напряжением 400 кВ. Только нападение гитлеровской Германии на СССР в 1941 г. отодвинуло выполнение этих работ.

Развитие ЛЭП в послевоенные годы. В период Великой Отечественной войны (1941–1945) значительная часть энергетических объектов в западных районах страны, оккупированных войсками фашистской Германии, (Донбасс, Украина, Белоруссия) была разрушена. Было выведено из строя около 5000 МВт установленной мощности, выработка электроэнергии в 1942 г. снизилась до 29,1 млрд кВт·ч. Подобной катастрофы советская энергетика не знала за всю свою историю.

В течение 1946 – 1950 гг. – всего за пять лет! – энергетическое хозяйство страны было полностью восстановлено и довоенный уровень выработки электроэнергии был превзойден. К 1950 г. протяженность электрических сетей высокого напряжения увеличилась примерно в 1,5 раза по сравнению с довоенным уровнем и составляла по линиям 220 кВ – 2498 км, 150 кВ – 483 км, 110 кВ – 16509 км, 35 кВ – 11 941, а всего по энергетическим системам – 32757 км.

Вскоре после окончания войны возобновилась разработка вопросов передачи больших мощностей на большие расстояния. В 1946 г. были опубликованы работы профессоров К.А. Круга и П.С. Жданова, посвященные этим проблемам.

В середине 1949 г. было вынесено решение Совета Министров СССР о возобновлении строительства Куйбышевской гидроэлектростанции и сооружения линии электропередачи 400 кВ Куйбышевская ГЭС – Москва для передачи мощности 1150 МВт. Постановлениями Совета Министров СССР от 1950 и 1951 гг. предусматривалось строительство на Волге в районе Куйбышева ГЭС мощностью 2 млн кВт с выработкой около 10 млрд кВт·ч электроэнергии в средний по водности год и передачи 6,1 млрд кВт·ч электроэнергии в год в Москву по двум цепям (Южной и Северной) напряжением

400 кВ общей протяженностью 1690 км с тремя переключательными пунктами и двумя приемными подстанциями в районе Москвы. Для повышения пропускной способности использовалась установка продольной емкостной компенсации (УПК) на переключательном пункте № 2 в районе г. Арзамаса. Все проектные и изыскательские работы по этой линии были поручены Теплоэлектропроекту. Для выполнения проекта выделили сектор дальних передач (СДП), руководство которым поручили А.Л. Гальперину – начальнику сектора проектирования энергосистем (СПЭС). После того, как сложился основной коллектив нового сектора, в декабре 1950 г. он был оформлен в качестве отделения дальних передач (ОДП), главным инженером которого назначили С.С. Рокотяна.

История Дальних электропередач. 15 декабря 1954 г. Приказом министра электростанций за № 130 была образована Дирекция по строительству линии электропередачи Куйбышев–Москва напряжением 400 кВ. Этот день считается Днем рождения эксплуатационных организаций межсистемных электрических сетей РАО «ЕЭС России». В марте 1955 г. Дирекция была преобразована в Управление по эксплуатации электросетей напряжением 400 кВ.

Начинался качественно новый этап в истории советской энергетики, знаменующий начало формирования Единой энергетической системы СССР, и ЛЭП 400 кВ, соединившая Куйбышевскую ГЭС со столицей, стала прообразом этого величайшего в мире энергообъединения.

Первым руководителем Управления был назначен Михаил Васильевич Данилов, а главным инженером - Виталий Александрович Вершков, которым удалось в короткое время создать сильный, сплоченный коллектив специалистов-эксплуатационников.

Первая (Южная) цепь линии электропередачи 400 кВ Куйбышевская ГЭС – Москва длиной 815 км была включена в работу 30 апреля 1956 г., а вторая – в ноябре того же года. По двум цепям этой ВЛ обеспечивалась передача мощности в Москву 1150 МВт.

Эксплуатация электрических сетей 400 кВ была организована по территориально-производственному принципу с централизованным выполнением работ по обслуживанию наиболее сложных видов оборудования.

В первые годы эксплуатации были проведены всесторонние испытания оборудования 400 кВ при воздействии предельных коммутационных перенапряжений, что позволило выявить значительные запасы электрической прочности в изоляции оборудования 400 кВ.

На этой ЛЭП был проведен большой комплекс пусконаладочных работ и исследований. Их результаты и накопленный за два первых года опыт эксплуатации ЛЭП поставили на повестку дня вопрос повышения пропускной способности ЛЭП 400 кВ. Первым смелым экспериментом в этом направлении был перевод одной из кольцевых ЛЭП 400 кВ (длиной 78 км) с расщеплением проводов 3 X (АС330) на рабочее напряжение 500 кВ за счет переключения трансформаторной группы по автотрансформаторной схеме 500/115/11 кВ.

Было сделано заключение о том, что при сравнительно небольшом усовершенствовании основного оборудования класса 400 кВ построенные и строящиеся ЛЭП могут работать при рабочем напряжении 500 кВ.

В итоге одна цепь ЛЭП 500 кВ новой электропередачи Сталинградская ГЭС – Москва была быстро перепроектирована на 500 кВ без замены проводов, линейного изменения опор и без увеличения габаритов ПС 400 кВ. Она была введена в эксплуатацию 27 декабря 1959 г., а в сентябре 1961 г. вошла в строй вторая цепь той же передачи. Это были первые ЛЭП 500 кВ в мире.

В 1960 г. Управление по эксплуатации электросетей 400 кВ было переименовано в Управление по эксплуатации электросетей 400 – 500 кВ.

Последующее развитие дальних электропередач было связано с освоением напряжения 500 кВ. Были проведены необходимые научно-исследовательские и проектные разработки и организовано производство аппаратуры на напряжение 500 кВ. Важное значение имела реализация мероприятий по принудительному ограничению внутренних перенапряжений в электропередачах 500 кВ (до кратности 2,5 по отношению к фазовому напряжению по сравнению с кратностью 3, применяемой для установок 400 кВ), чем было облегчено создание нового оборудования и обеспечена возможность перевода на напряжение 500 кВ уже сооруженных ЛЭП 400 кВ.

Опыт советских электроэнергетиков в создании и эксплуатации сетей 400 – 500 кВ был высоко оценен за рубежом. В 1966 – 1967 гг. наши специалисты оказывали Египту помощь в строительстве и организации эксплуатации электропередачи 500 кВ Асуанская ГЭС – Каир, сооружаемой по проектам советских инженеров и оснащенной советским оборудованием.

Начиная с 1966 г., идет активное строительство сетей 500 кВ в центре европейской части страны, заказчиком по проектированию и строительству которых стало Управление по эксплуатации электросетей 500 кВ. В это время построены и введены в эксплуатацию ВЛ 500 кВ Саратовская ГЭС – Вешкайма с подстанцией Ключики, Конаково – Череповец с подстанцией 500 кВ Череповецкая, ВЛ 500 кВ Казань – Чебоксары – Горький с подстанцией 500 кВ Луч, ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Липецк с подстанцией 500 кВ Борино и ряд других ВЛ и подстанций 500 кВ.

Кроме уже упоминавшихся первых ЛЭП 500 кВ, следующими электропередачами этого номинального напряжения стали: Бугульма – Златоуст, Златоуст — Челябинск, Куйбышев – Урал, Челябинск – Свердловск, Братск – Иркутск, Воткинск – Свердловск, Троицкая ГРЭС – Челябинск, Заинская ГРЭС – Бугульма и др. К концу 1965 г. общая протяженность ЛЭП 500 кВ достигла 8,3 тыс. км, что позволило создать «костяк» Единой Энергосистемы.

Настоящей сенсацией в мировой энергетике явилось проведение в апреле 1967 г. натуральных испытаний полуволновой электропередачи. Для этого была создана транзитная схема передачи мощности от генераторов Волгоградской ГЭС с использованием одной из параллельных цепей электропередачи 500 кВ Волгоград – Москва, Куйбышев – Москва, Куйбышев – Урал до подстанции 500 кВ Шагал (Свердловск).

Общая протяженность последовательно включенных участков линий 500 кВ составила 2860 км. Во время испытаний удалось поднять передачу

мощности до 1043 МВт, что определялось располагаемой мощностью девяти выделенных гидрогенераторов на Волгоградской ГЭС.

Испытания подтвердили основные положения теории полуволновых электропередач и возможность передачи мощности с использованием этих электропередач на сверхдальние расстояния.

Шестидесятые годы – начало эры атомной энергетики, эры стремительного роста концентрации генерирующих мощностей и строительства новых электрических сетей.

Продолжалось начатое в 1953 г. объединение энергосистем стран Восточной Европы, входивших в состав Совета Экономической Взаимопомощи в рамках социалистической интеграции. На повестке дня стояла необходимость передачи больших объемов электроэнергии из западных районов страны для обеспечения нужд развивающейся промышленности Румынии и Венгрии, а в перспективе – создание Единой энергосистемы стран социалистического содружества.

Эти факторы, а также успех, связанный с быстрым освоением электрических сетей 500 кВ, послужил трамплином для качественного развития электрических сетей и применения более высоких напряжений – 750 кВ.

Уже в 1966 г. Канада и в 1967 г. СССР первыми освоили ЛЭП сверхвысокого напряжения. При проектировании и освоении отечественных ЛЭП 750 использовались многие технические решения, которые впервые были применены и оценены на ЛЭП 500 кВ.

В 1975 г. была введена в эксплуатацию ВЛ 750 кВ Ленинград – Конаково протяженностью 525 км. Эта линия электропередачи объединила ОЭС Центра и Северо-Запада на напряжении 750 кВ, что создало возможность передачи избыточной мощности Северо-Запада и мощности Ленинградской АЭС в дефицитные районы Центра, Средней Волги и Урала.

В связи с назревшей необходимостью создания Единой энергосистемы страны и передачей больших потоков электроэнергии из избыточных регионов Сибири и Казахстана на Урал и европейскую часть страны возникла необходимость создания электропередач новых классов напряжения – 1150 кВ переменного тока. Коллектив Управления дальних электропередач активно включился в их создание, начиная с освоения опытных образцов оборудования переменного и постоянного тока.

В значительной мере этому способствовало строительство при подстанции 750 кВ Белый Раст испытательного комплекса опытно-промышленных установок с опытными участками воздушных линий напряжением 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока, проектирование которых начато в 1970 г. по инициативе В.А. Вершкова.

Проведенные на комплексе опытно-промышленных установок исследования позволили с минимальными затратами пережить неизбежную смену первых поколений оборудования для электропередач напряжением 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока, психологически и практически подготовить персонал к внедрению и эксплуатации электропередач ультравысокого напряжения.

В 1978 году испытательный стенд в Белом Расте посетил Председатель Совета Министров СССР А.Н. Косыгин, который дал высокую оценку

вклада энергетиков в решение проблемы передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния с использованием электропередач переменного и постоянного тока сверхвысоких напряжений.

Восьмидесятые годы – годы строительства и начала эксплуатации электропередач 1150, 1500 кВ – были насыщены исключительно интенсивной работой коллектива объединения.

Главное событие этих лет – создание гигантской промышленной электропередачи Сибирь – Казахстан – Урал. Первый участок этой электропередачи – Экибастуз – Кокчетав (494,3 км) с подстанциями в Экибастузе и Кокчетаве был введен в эксплуатацию в середине 1983 г., а к 1987 г. был задействован участок Экибастуз – Кокчетав – Кустанай – Челябинск общей протяженностью ВЛ 1208,3 км. К 1988 г. были в основном построены подстанции 1150 кВ в Экибастузе, Кокчетаве, Кустанае и подстанция 500 кВ Челябинская.

В августе 1985 г. была переведена на номинальное напряжение линия 1150 кВ Экибастуз – Кокчетав длиной 494,3 км с задействованием ОРУ 1150 кВ и автотрансформаторов 1150/500 кВ мощностью 2001 МВА на подстанциях Экибастузская и Кокчетавская, а в апреле 1988 г. и линия Кокчетав – Кустанай длиной 395,5 км с включением ОРУ 1150 кВ и автотрансформаторной группы мощностью 2001 МВА на подстанции Кустанайская.

Линия электропередачи 1150 Экибастуз – Барнаул протяженностью 697 км была введена в работу в марте 1988 г. Последний участок электропередачи Сибирь – Казахстан – Урал 1150 кВ в составе линии Барнаул – Итат длиной 448 км и подстанциями 1150 кВ Барнаулская и Итатская планировалось построить в 1995 г.

ПО «Дальние электропередачи» возглавили новые руководители – генеральным директором был назначен Ю.Я. Семенов, главным инженером – О.А. Никитин. Заместителями генерального директора были назначены А.И. Васильчиков, В.М. Лаврентьев, Н.С. Коршунов. На плечи этих руководителей легла вся тяжесть периода интенсивного строительства линий электропередачи 500 и 750 кВ, обеспечивающих выпуск мощности энергетических блоков Балаковской, Смоленской, Курской, Нововоронежской и Калининской АЭС, а также межсистемных электропередач напряжением 1150 и 1500 кВ.

Опыт эксплуатации электропередачи 1150 кВ показал, что уникальные линии, созданные трудом ученых, проектировщиков, строителей и эксплуатационников, и электротехническое оборудование, разработанное и изготовленное отечественной промышленностью и не имеющее промышленных аналогов за рубежом, в целом успешно выдержали испытания.

Большая организаторская работа проделана в эти годы первыми руководителями, руководителями служб и отделов ПО «Дальние электропередачи». Это Ю.Я. Семенов – генеральный директор с 1981 по 1986 гг.; О.А. Никитин – генеральный директор с 1986 по 1993 гг.; В.М. Лаврентьев – главный инженер с 1986 г.; Н.С. Коршунов – заместитель генерального директора по капитальному строительству; А.И. Васильчиков – заместитель генерального директора по эксплуатации; В.И. Павлов – заместитель главного инженера по эксплуатации и др.

Девяностые годы – развал Советского Союза, крушение сложившихся производственно-хозяйственных связей и, как следствие, катаст-

рофический спад объемов промышленного производства – стали серьезным испытанием для российских электроэнергетиков. Некогда единая энергосистема СССР оказалась разорванной на части. Кризис неплатежей, старение оборудования, и, как следствие, снижение уровня безопасности энергетических объектов, разграбление оборудования линий и подстанций «добытчиками» цветных металлов – вот лишь малая часть картины тяжелого состояния российской электроэнергетики последних лет уходящего века. Недостаточность финансирования энергетических программ породила резкое снижение объемов капитального строительства, научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок. В этих новых трудных условиях электроэнергетики приложили максимум усилий, чтобы сохранить в стабильном работоспособном состоянии энергосистему России.

МЭС Центра. В 1994 г. АО «Дальние электропередачи» получило статус территориального обособленного подразделения (филиала) ПАО «ЕЭС России». Новое название организации – Центральные межсистемные электрические сети (МЭС Центра).

Сегодня МЭС Центра объединяют 11 предприятий межсистемных электрических сетей, осуществляющих эксплуатацию свыше 12 тыс. км линий электропередачи, а также 32 подстанций 330, 500 и 750 кВ. Линии электропередачи и подстанции МЭС Центра расположены на территории 19 областей Центральной части России общей площадью 838 тыс. кв. км с населением более 30,0 млн человек. Суммарная установленная мощность автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и конденсаторных батарей на подстанциях МЭС Центра составляет 44429 МВА. Численность промышленно-производственного персонала – 2600 человек.

Развитие основных системообразующих сетей Единой энергосистемы на период до 2005 г. определяется требованиями экономической независимости России на условиях экономичности и надежности работы ЕЭС в новых условиях. Основные задачи на ближайшие годы определены Концепцией развития Единой энергетической системы:

- техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов;
- ввод новых линий и подстанций для выпуска мощности крупных ТЭС и АЭС.

В рамках этих задач МЭС Центра планирует стратегию своего развития в XXI веке.

Заключение. Восемьдесят лет. Для страны это целая эпоха, наполненная различными событиями – радостными и трагическими, славными и позорными. Для энергетической отрасли восемьдесят лет – это возраст зрелости, когда создана основная инфраструктура, накоплен опыт, сформировались традиции, прочно занято место в экономической системе страны, одним словом, создана Основа, которую надлежит сохранять, крепить и развивать. Возможности для этого есть, ибо в тяжелых условиях переходного периода российской энергетики смогли сохранить главный капитал – огромный опыт, интеллектуальный и творческий потенциал. И поэтому хочется верить, что восемьдесят лет – далеко не последняя страница славной истории российской электроэнергетики.

УДК 621.311.21

Модульные ветроэнергетические установки с управляемым колебательным рабочим движением – путь к решению проблем автономной и системной ветроэнергетики

Красовский А.А., академик РАН, Мисриханов М.Ш., д-р техн. наук

Введение. Среди множества глобальных проблем, с которыми мировая цивилизация столкнется уже в первой половине XXI века, на первое место, по нашему мнению, следует поставить оптимальное управление, а на второе – экологически чистую электроэнергетику.

Под оптимальным управлением здесь понимаются целесообразные действия, основанные на получении информации (прямые и обратные связи), в интересах подавляющего большинства населения планеты Земля.

Под экологически чистой электроэнергетикой понимается возобновляемая энергетика, практически не вызывающая негативных изменений в окружающей природной среде, истощения ресурсов при одновременном росте мощности и производства электроэнергии во всех странах и континентах, включая шельфовые зоны и внутренние акватории.

Конечно, выделение двух глобальных проблем из множества взаимосвязанных локальных и глобальных проблем научно-технического прогресса, экономики, социального состояния страны и политики является искусственным приемом. Однако это необходимо для выделения «главного звена».

После этой общей констатации особой актуальности проблемы необходимо перейти к обоснованию возможностей ее решения и обсуждению соответствующей программы.

Уже в середине XX века ряд выдающихся ученых, организаторов науки, конструкторов обратили внимание на то, что из всех видов возобновляемой электроэнергетики наибольшие возможности имеет ветроэнергетика с ветроэнергетическими установками (ВЭУ) и ветроэнергетическими станциями (ВЭС) [1 – 5, 9]. Однако до конца 1980-х годов это предвидение оставалось виртуальной возможностью, не подтвержденной практикой. Даже проект всемирно известного ученого, конструктора, одного из основоположников космонавтики Германа Оберта [5] оказался практически невыполнимым. Этот проект, как и предложенный еще до Великой Отечественной войны проект ЦАГИ, базировался на использовании действительно огромного ветрового потенциала локальных и глобальных струйных течений в верхней тропосфере и стратосфере путем подъема на высоту 10 – 20 км над уровнем моря больших дирижаблей [6]. По грузоподъемности современные дирижабли "полутвердой" конструкции могут поднимать большие массы и в верхней тропосфере. Могут доставлять тяжелые грузы на значительные расстояния в заданные места экономичным, в смысле расхода топлива, пу-

тем. Однако скорость их движения относительно воздуха даже при наиболее выгодной форме (удлиненный корпус, минимальный мидель, эллипсоидальная надувная носовая часть) не превышает 25 м/с. С учетом лобового сопротивления ветроколес (ветротурбин, импеллеров) эта скорость упадет, по меньшей мере, на 10 м/с и составит 15 м/с. С другой стороны, расход топлива на удержание дирижабля в верхней атмосфере сильно увеличится, как за счет ветротурбин, так и редукторов, бортовых электрических генераторов, трансформаторов и другого оборудования. Такая ветроэнергетика перестанет быть экологически чистой (продукты сгорания топлива выбрасываются в верхнюю тропосферу и разносятся по всему региону, континенту, земному шару). Необходимы привязные дирижабли в струйных течениях. Функции привязных тросов могут, в принципе, выполнять кабели, передающие электроэнергию на надземную часть ВЭС. Однако вес таких кабелей получается чрезмерно большим. Не спасают и струнные (тросовые) системы передачи большой мощности управления на значительные расстояния [7]. Баланс по массо-энергетическим показателям (не говоря о стоимости) для мощных ВЭУ с вращательным рабочим движением не сходится. Круг замкнулся.

Вывод о невозможности замещения сколько-нибудь значительной доли классических видов генерирующих мощностей ветроэнергетическими установками с коллинеарным вращательным рабочим движением сделана нами еще в 1992 г. в работе [8]: "... суммарная годовая выработка электроэнергии ВЭУ составит в 2020 г. только 3,5 % мирового электропотребления. При этом экологические и иные требования к размещению наземных ВЭУ неуклонно повышаются". Разумеется, основной вывод сделан не только на основе теоретических оценок и обобщения материалов, но и публикаций государств Западной Европы, являющихся, наравне с Россией, пионерами в создании и применении ВЭУ: ФРГ, Дании, Швеции, Норвегии, Великобритании [9 – 12]. По нашему мнению, при совершенствовании отдельных узлов ветротурбины и комплексной оптимизации всего агрегата ортогональные ВЭУ могут иметь свое развитие. Но наиболее перспективными, на наш взгляд, являются модульные ветроэнергетические установки с управляемым колебательным рабочим движением [2, 3, 9].

Все это в совокупности привлекло внимание к нашим работам не только отечественных ученых, конструкторов и инвесторов [2, 3], но и зарубежных инвесторов, в частности крупнейшей международной патентной фирмы в Мюнхене (ФРГ).

Завершая на этом введение, переходим к важнейшему вопросу для любой ветроэнергетики – ветровому потенциалу.

Ветровой потенциал планеты Земля. Планета Земля получает от Солнца в среднем 1016 ГВт лучистой энергии. Основная часть этой энергии приходится на видимый и инфракрасный участки спектра и поглощается, как уже отмечалось выше, в верхнем слое тропосферы и тропопаузы [1]. Это колоссальная мощность. Достаточно привести оценку мощности на одного человека, предполагая, что население Земли к 2020 г. составит 6 миллиардов людей. Виртуальная мощность на одного человека превысит 1000 МВт.

Это на три-четыре порядка больше, чем душевое потребление электроэнергии "золотым миллиардом", включая все основные не возобновляемые (и считающиеся возобновляемыми, но небезопасные в экологическом и аварийном отношении) виды мощной электроэнергетики – ТЭС, ГЭС, АЭС.

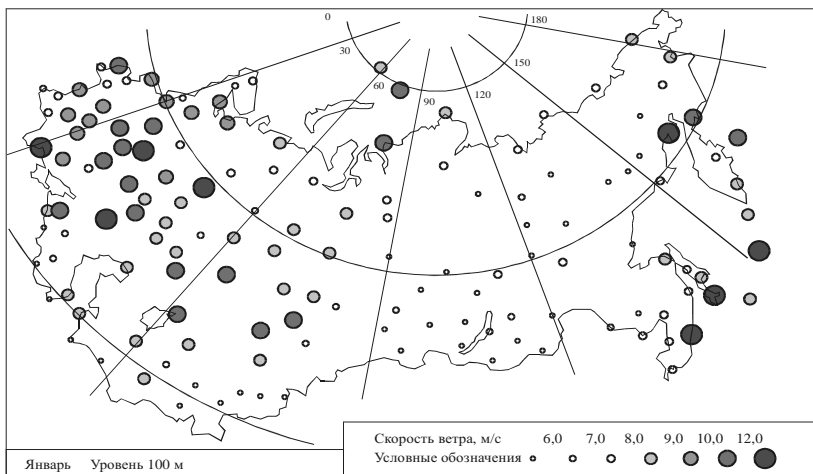


Рис. 1. Скорость ветра по территории СССР (январь, 100 м над уровнем Мирового океана)

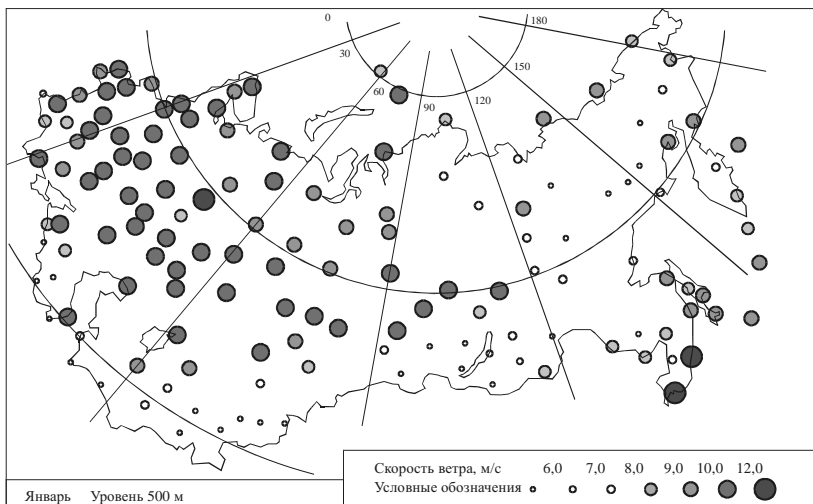


Рис. 2. Скорость ветра по территории СССР (январь, 500 м над уровнем Мирового океана)

Модульные ветроэнергетические установки с управляемым колебательным рабочим движением – путь решения проблем автономной и системной ветроэнергетики

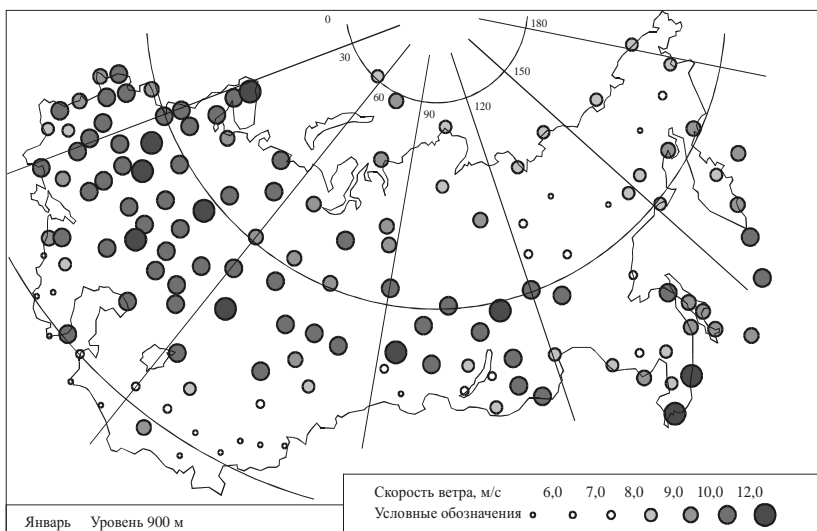


Рис. 3. Скорость ветра по территории СССР (январь, 900 м над уровнем Мирового океана)

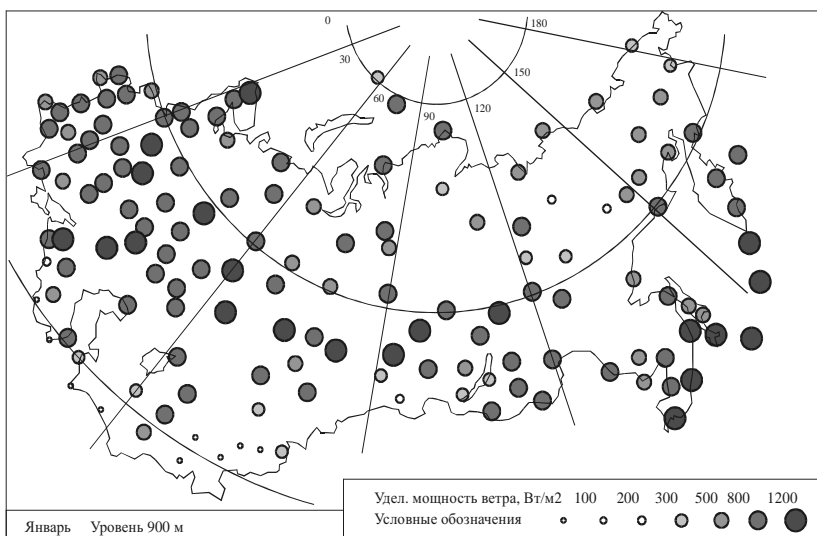


Рис. 4. Удельная мощность ветра по территории СССР (январь, 900 м над уровнем Мирового океана)

Куда девается мощность солнечной радиации, получаемая Землей? Ясно, что более 3/4 теряется в Мировом океане и внутренних акваториях на континентах. Значительная часть практически бесполезно теряется в пустынях, горных регионах. Существенная полезная возобновляемая солнечная энергия реализуется в лесных и других растительных массивах, особенно тропических, к сожалению, неуклонно уменьшающихся по площади. Громадная энергия солнечного излучения расходуется в плотной атмосфере Земли на метеорологические погодные процессы. Они имеют двойное влияние. С одной стороны, теплые потоки воздуха, теплые течения в океанах обогревают полярные регионы, а циклоны и антициклоны, перемешивая атмосферу, предотвращают опасные скопления вредных аэрозольных примесей техногенного и антропогенного происхождения. С другой стороны, погодные процессы нередко являются причиной стихийных бедствий и огромных потерь. Прибои в океанах и морях неуклонно вызывают эрозию берегов. Несмотря на то, что в огромной энергии ветра в плотной атмосфере Земли убеждены как ученые, так и население, возможность использования этой энергии представляется столь же малой, как управление погодой в регионах и на Земле в целом. Прежде чем конкретизировать пути решения проблемы большой ветроэнергетики, обратимся к метеорологическим данным по территории СССР, накопленным в ЦАГИ за длительное время и опубликованным в работе [4]. Для января месяца данные приведены на "картограммах" рис. 1 – 4.

Центры кружков, указанных на этих рисунках, соответствуют точкам расположения основных метеорологических станций СССР, производивших метеорологические измерения (включая пуск шаров-зондов) и с заданной периодичностью (до одного-двух раз в сутки) посылавших обработанные данные измерений в метеорологические лаборатории. Эти лаборатории готовили краткосрочные и долгосрочные прогнозы для авиации, морского флота, энергетики и в целом для всего народного хозяйства по правилам и стандартам метеорологической науки.

Конструкция модульных ветроэнергетических установок. Модульные ветроэнергетические установки (МВЭУК) состояются из однотипных частей (рис. 5). Для одноблочных ВЭУК первичной частью является модуль. Блок состоит из четырех модулей (рис. 5, а).

Логично начать краткое описание конструкции с модуля. Эскиз предложенного нами в последнее время модуля представлен на рис. 6.

Модуль имеет внешнюю раму 6, не участвующую в колебательном вертикальном движении, и внутреннюю раму 3, подвешенную во внешней раме на пружинах 5. Верхняя и нижняя пластины внутренней рамы, горизонтальные планы 1 и вертикальные пластины 2 соединены посредством сварки и представляют прочную ферму. Она в рабочем режиме совершает возвратно-поступательные автоколебания с частотой ν_p , совпадающей с резонансной частотой подвеса внутренней рамы:

$$v_p = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{c_p}{m_p}}, \quad (1)$$

где m_p , c_p – общая масса внутренней и суммарный коэффициент жесткости шести спиральных пружин подвеса 5 (рис. 6) и приводит в движение плунжерные насосы 4, которые нагнетают воздух в воздуховоды, питающие через общий коллектор турбогенератор.

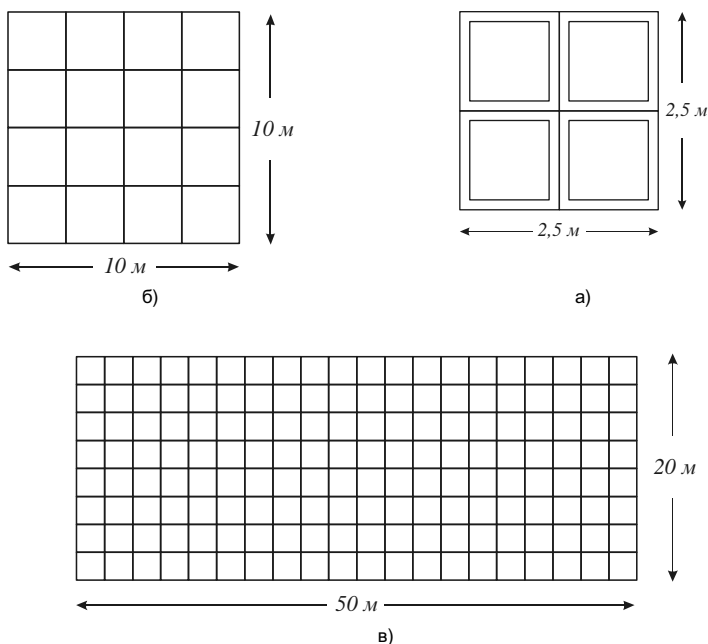


Рис. 5. Некоторые возможные модульные структуры, их размеры и соответствующие мощности модульной версии ветроэнергетической установки с колебательным рабочим движением: а – один блок из четырёх модулей в шахматном порядке; б – 4 ряда блоков по 4 блока в ряду; в – 8 рядов блоков по 20 блоков в ряду

Горизонтальная составляющая вектора скорости ветра U МВЭУК рассматриваемого мачтового типа (рис. 7) в рабочем режиме перпендикулярна плоскости блока и модулей. Это обеспечивается за счет флюгерной ориентации блока. Рабочий режим устанавливается при минимальной скорости ветра U_{\min} , которая для МВЭУК назначается равной 5 м/с.

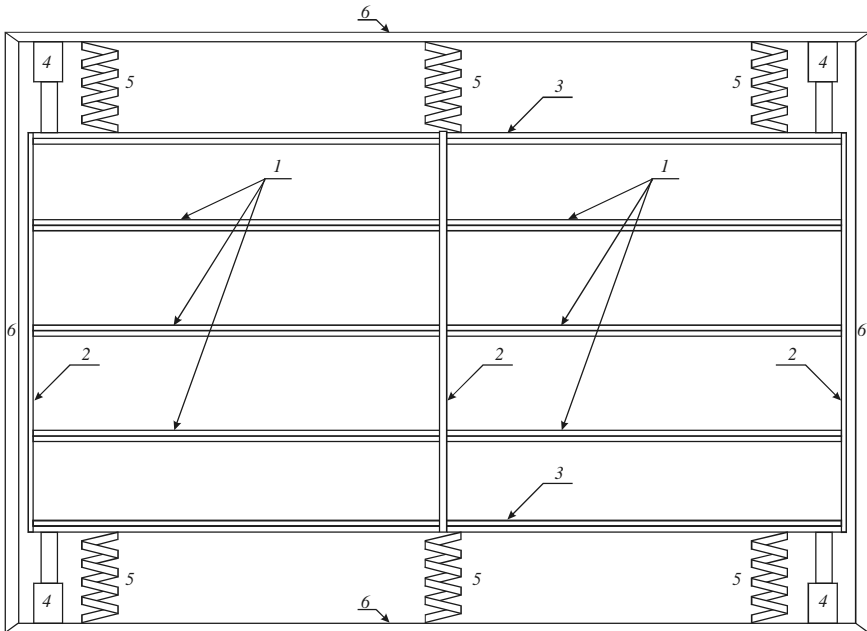


Рис. 6. Модуль МВЭУК: 1 – планы (пластины, материал - алюминиевый сплав); 2 – вертикальные пластины из того же материала; 3 – верхняя и нижняя пластины внутренней рамы; 4 – плунжерные насосы (нагнетают воздух в трубопроводы); 5 – пружины подвеса внутренней рамы; 6 – внешняя стальная рама

Генерация энергии механических колебаний внутренней рамы модуля происходит за счет работы аэродинамических сил (подъемной силы) на всех горизонтальных пластинах модуля, включая верхнюю и нижнюю пластины 3. Установившийся режим при малой скорости ветра $U_{\min} = 5$ м/с соответствует большим (закритическим) углам атаки этих пластин и является нелинейным режимом импеллера. Для этого режима еще в работах [4] нами была получена формула мгновенной мощности

$$P = 0,5\rho S_{\Sigma} U^3 \sqrt{1 + \chi^2} [c_{ya}(\alpha) - c_{xa}(\alpha)\chi] \chi, \quad (2)$$

где ρ – массовая плотность воздуха; S_{Σ} – суммарная площадь пластин внутренней рамы; $c_{ya}(\alpha)$, $c_{xa}(\alpha)$ – коэффициент подъемной силы и коэффициент лобового сопротивления пластин в связанной с ними системе координат; χ – отношение мгновенной колебательной скорости к скорости ветра U .

Из формулы (2) видно, что лобовое сопротивление всегда уменьшает полезную мощность, развиваемую модулем МВЭУК. Для снижения этих потерь передние и задние кромки пластин модулей делаются закругленными (заостренными), хотя заострение или закругление задних кромок целесообразно применять для мощных наземных МВЭУК, где модули могут работать при двух противоположных направлениях полезной для электроэнергетики составляющей ветра.

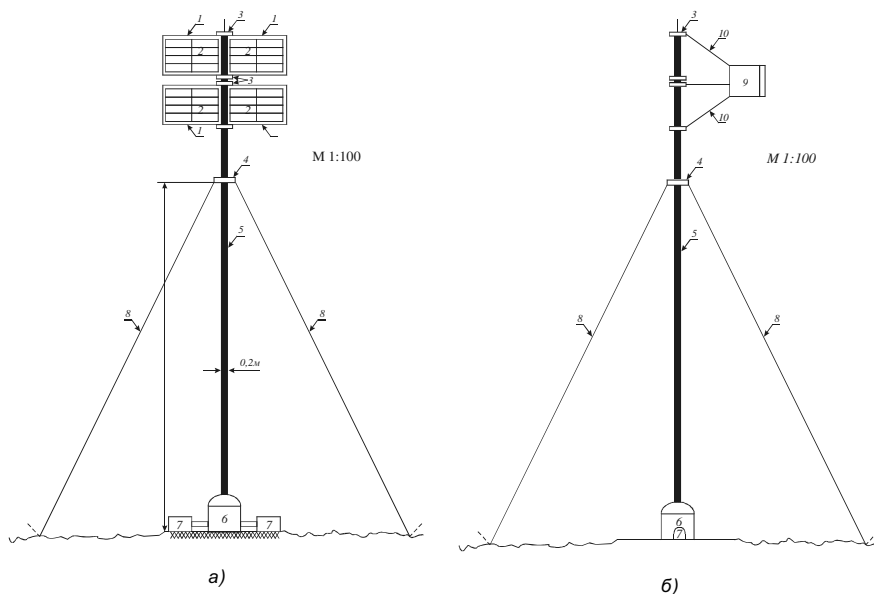


Рис. 7. Одноблочная МВЭУК (а – вид по направлению ветра, б – вид сбоку по направлению нормали и горизонтальной составляющей вектора ветра):

1 – внешние (неподвижные в колебательном движении) рамы 4-х модулей блока; 2 – внутренние рамы и пластины (планы) модулей, совершающие вертикальные автоколебания в установившемся режиме; 3 – шайбы-воздухозборники; 4 – шайба крепления оттяжек; 5 – мачта (стальная труба диаметром 20 мм); 6 – бак-накопитель сжатого воздуха; 7 – турбоагрегаты с электрогенераторами; 8 – оттяжки мачты; 9 – пластина флюгера; 10 – трубчатые стержни крепления флюгера к шайбам 3

Возбуждение автоколебаний может быть мягким и скачкообразным (жестким). Для простейших одноблочных мачтовых МВЭУК (рис. 7), в которых существенные обратные связи практически отсутствуют, желателен мягкий режим возбуждения автоколебаний. Теоретические и экспериментальные исследования [4, 9] показывают, что такой режим возможен. При номинальной или расчетной скорости ветра принятой нами для рассматриваемых од-

ноблочных мачтовых МВЭУК равной 14 м/с, угол атаки α и величина χ малы. Формула (2) уступает место следующей:

$$P = 0,5\rho c_y S_z U^2 \chi, \quad (3)$$

С еще большим основанием эта формула справедлива для максимальной скорости ветра, принятой нами равной $U = 20$ м/с.

Заметим, что по условиям прочности мачтовые и наземные МВЭУК могут выдерживать ураганные ветры $U = 25$ м/с и более.

Подставляя в формулу (3) значение массовой плотности воздуха на уровне мирового океана, величины $c_y = 3$, $S_z = 4,4 \text{ м}^2$ (ширина горизонтальных пластин внутренней рамы считается равной 0,4 м), $U = 5$ м/с, эффективную колебательную скорости внутренней рамы при амплитуде 0,1 м и частоте $\nu_p = 20$ Гц, находим $P = 240$ Вт.

Из карт-ветрограмм, представленных на рис. 1 – 4, с полной очевидностью следует, что общий ветровой потенциал над территорией СССР в январе увеличивается с высотой. Однако высота фиксировались в точках размещения основных метеостанций (по показаниям приборов барометрического типа) над уровнем Мирового океана и одновременно над земной поверхностью (относительная высота). Это отражается в резкой неравномерности поля скоростей ветра по территории страны, особенно в пограничном слое (уровень 100 м). В соответствии с расчетами ЦАГИ [4] значение U_{cp} меняется на картах от 1 до 12 м/с. Наибольшие значения усредненной скорости ветра наблюдаются над Баренцевым и Карским морями, а также над побережьем Балтийского моря. Вторая зона относительно больших скоростей ветра охватывает центральную и юго-восточную часть Европейской территории России (ЕТР). Сильные ветры на юго-востоке, северо-западе ЕТР и Северном Кавказе возникают в результате значительных температурных контрастов, создающихся в холодный период на границе суши и моря и обуславливающих большие барические градиенты. Обширная зона больших скоростей располагается над Северным и Центральным Казахстаном и югом Западной Сибири в зоне сходимости воздушных потоков. Зона с большими скоростями ветра располагается над побережьем Дальнего Востока. Из рис. 1 – 4 видно, что удельная мощность ветра в этой зоне достигает и даже превышает уровень 1,2 кВт/м² не только на высоте 900 м, но и на высотах 100 м и 500 м.

Входная площадь блока МВЭУК из 8 модулей составляет 13 м². Указанная экспериментальная удельная мощность, пересчитанная на скорость ветра 14 м/с и умноженная на площадь 13 м² составляет $P = 21$ кВт, что почти точно соответствует расчетной мощности одноблочной мачтовой наземной МВЭУК (рис. 6 и 7) при скорости ветра 14 м/с. В труднодоступных горных

районах основные метеостанции практически не размещались и не размещаются как в России, так и в других странах. Это связано с большими трудностями доставки в точки базирования в горах оборудования, персонала, материалов или готовых деталей для сооружения помещений, прокладки линий электроснабжения и др. К этому добавляются трудности зондирования тропосфер посредством шаров-зондов в горах из-за восходящих и нисходящих ветровых потоков. Использование самолетов и вертолетов для десантирования, сброса грузов на малых относительных высотах затруднено и связано с очень большим риском.

Между тем есть основание считать, что именно в горных регионах на малых относительных высотах над хребтами, плато и в ущельях сосредоточен огромный ветровой потенциал Земли. Освоение его посредством традиционных ВЭУ с вращательным рабочим движением практически невозможно.

Действительно, строительство традиционной ВЭУ мощностью 0,1 – 0,3 МВт, предназначенной только для обогрева помещений метеостанции и питания аппаратуры сопряжено с громадными трудностями и весьма дорого. Это связано не только с возведением колонны (башни), доставкой и монтажом ветроколеса, но и низкой допустимой для традиционных ВЭУ максимальной скорости ветра.

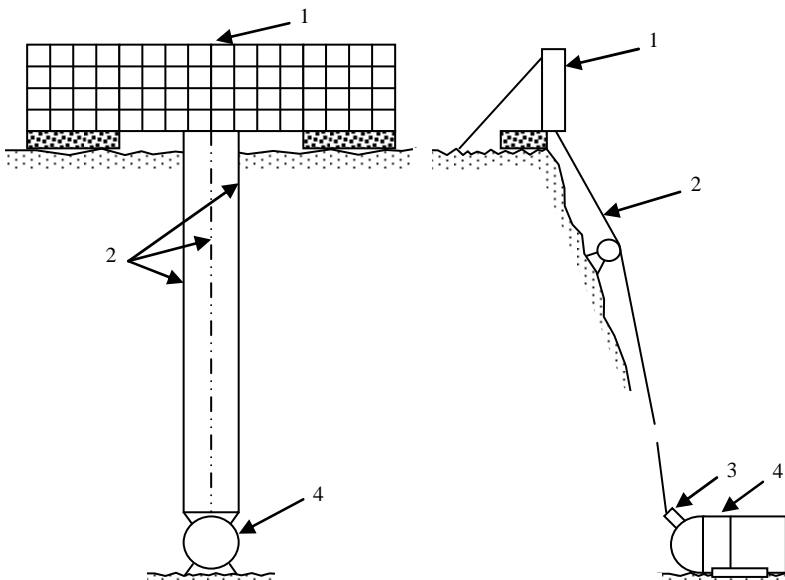


Рис. 8. Наиболее простая, дешевая и надёжная система выработки электроэнергии – мощная нагорная модульная ветроэнергетическая установка с колебательным рабочим движением

В горах сильный ветер возникает внезапно. Только дешевые одноблочные мачтовые МВЭУК (рис. 7), в первую очередь, и многоблочные мощные МВЭУК (рис. 8), монтируемые прямо на грунт на плато и площадки в горных регионах, работающие совместно с аккумуляторами электроэнергии, могут оптимально решить проблему автономной ветроэнергетики регионов со средним ветропотенциалом.

Заключение

Ветровой потенциал планеты Земля огромен. Он по мощности более чем на 3 порядка превышает всю мощную возобновляемую и не возобновляемую электроэнергетику, даже прогнозируемую на 2020 г. Однако эта мощность расходуется в верхних слоях тропосферы и тропопаузе в метеорологических погодообразующих процессах, локальных и глобальных струйных течениях и недоступна пока для использования и управления при традиционных ВЭУ с вращательным рабочим движением. На сегодня имеется альтернативный путь интенсивного внедрения возобновляемой энергетики – создание и внедрение модульных ВЭУК во всех регионах, обладающих высоким ветровым потенциалом в пограничном слое тропосферы (побережья континентов, горные регионы и др.). При этом в РФ и в странах СНГ рекомендуется начать с восстановления большей части из 146 метеостанций бывшего Советского Союза путем установки на сохранившихся площадках опытных образцов одноблочных мачтовых МВЭУК. Одновременно устанавливается аппаратура, регистрирующая количество полученной электроэнергии и другие параметры, соответствующие натурным испытаниям. Вместе с этим должны быть реанимированы прежние (или построены временные) помещения метеостанций и скомплектованы смены метеорологов. Одновременные испытания значительного числа (до 100 и более) одноблочных МВЭУК совместно с изучением ветрового потенциала и восстановлением службы погоды на новой микросенсорной основе позволяют уже в 2003 – 2004 г. приступить к серийному производству одноблочных МВЭУК. За счет уточнения прогнозов погоды на территории страны чрезвычайно быстро окупятся начальные затраты.

Полученная информация позволит оптимизировать процессы прогнозирования развития ветроэнергетики в стране и оптимально управлять процессами выработки и аккумулирования ветроэнергии в автономных и региональных энергосистемах.

Уже в текущем году предполагается начать углубление теоретических работ по многоблочным мощным МВЭУК, исследование процессов синхронизации при работе на автономную сеть или глобальную. Это составит один из разделов следующей статьи данной серии.

Литература

1. **Атмосфера** Земли. Атмосферная турбулентность // Энциклопедия «Авиация». М: ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского. 1994. С. 66 – 68.

1. **Непорожный П.С., Обрезков В.И.** Введение в специальность. Гидроэнергетика – М.: Энергоатомиздат. – 1990.
2. **Мисриханов М.Ш.** Фундаментальные теоретические и прикладные работы академика РАН А.А. Красовского – основа форсированного возрождения энергетики при отечественном инвестировании // Автоматика и телемеханика. – 2001, №7. С. 158 – 177.
3. **Возможность** создания мощной ветроэнергетической установки с колебательным рабочим движением и проект универсального исследовательского макета. Препринт. / Под ред. А.А. Красовского. – М.: Научное общество «Системы и процессы управления», ВВИА им. Н.Е. Жуковского, 1997. – 102 с.
4. **Раушенбах Б.В.** Герман Оберт – М.: Наука, 1993 г.
5. **Пятишева Р.В, Свищева Г.П.** Дирижабль (управляемый аэростат) // Энциклопедия «Авиация». М: ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского. – 1994. – С. 212 – 218.
6. **Красовский А.А.** Струнные передачи механической энергии управления // Изв. АН СССР. Техн. кибернетика. – 1993, №4. – С. 3 – 14.
7. **Обоснование** возможности создания нетрадиционных ВЭУ и соответствующих технологий двойного применения. Препринт / Под ред. А.А. Красовского. М.: Научное общество «Системы и процессы управления», ВВИА им. Н.Е. Жуковского. – 1992 – С. 189.
8. **Красовский А. А., Мисриханов М.Ш.** Основы теории и техники создания гидро- и ветроэнергетических установок нового класса. М: Энергоатомиздат. – 1995. – 126 с.
9. **Perspektiven** für die Windenergie. Betrachtungen der europäischen Windenergie in Amsterdam // Windkraft J. – 1991. – № 3.
10. **Neue Bau** Genehmigungsrichtlinien des Landes Schleswig-Holstein für Windkraftanlagen. Windkraft J. – 1991. – № 4.
11. **Описание** ветровой обстановки на Северном море для оценки возможности применения ВЭУ (на шельфе). // Реферативный журнал ВИНТИ. 90. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – 1993, № 3, реф. 3.90.72. – С. 8.
12. **Головная** прибрежная ветроустановка в Швеции // Реферативный журнал ВИНТИ. – 1993. – № 5, реф. 5.90.43. – С. 6 – 7.

УДК 621.311.21

Модульные ветроэнергетические установки с управляемым колебательным рабочим движением промышленной частоты

Красовский А.А., академик РАН, Мисриханов М.Ш., д-р техн. наук

Введение. Конечным назначением подавляющего большинства современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) и ветроэнергетических станций (ВЭС) является снабжение потребителей электроэнергией промышленной частоты (50, 60 Гц) и стандартного качества. Это позволяет связать ВЭУ и ВЭС с крупными автономными потребителями, нередко удаленными от районных электрических сетей, создав с другими дублирующими энергетическими генерирующими установками локальную энергосистему надежного энергоснабжения. Для индивидуальных потребителей малой мощности (в отдаленных деревнях, на отдаленных дачах и туристских базах, на овцеводческих кутанах и пастбищах, в геологических и других поисково-исследовательских базах, в отдаленных пограничных и других военных

"точках") это дает возможность пользоваться стандартными бытовыми электроприборами, включая телевизоры, СВЧ-печи, холодильники и даже обеспечивать электроснабжение различных научных и технологических приборов и оборудования.

Для мощных системных ВЭУ (от сотни кВт до нескольких МВт), создаются возможности непосредственного подключения на параллельную работу в единую электрическую сеть страны.

Для традиционных ВЭУ с коллинеарным вращательным рабочим движением, даже ограниченных условиями прочности, при изменении скорости ветра скорость вращения ветротурбины меняется в несколько раз. Для получения постоянной промышленной частоты используются различные механические, электромеханические или электронные преобразователи. Наиболее современным и универсальным типом преобразователя являются силовые полупроводниковые тиристорные преобразователи. Однако несмотря на почти тридцатилетнее их серийное производство, они еще дороги.

Для ветроэнергетических установок с колебательным рабочим движением нового класса (ВЭУК), предложенных нами еще в конце 1980-х годов, частота автоколебаний определяется жесткостью винтовых пружин и массой колеблющейся части импеллера [1]. Это имеет место и для модульных ВЭУК (МВЭУК). Схема модуля, рекомендуемая нами как наиболее совершенная, начиная с 1996 г., представлена на рис. 1.

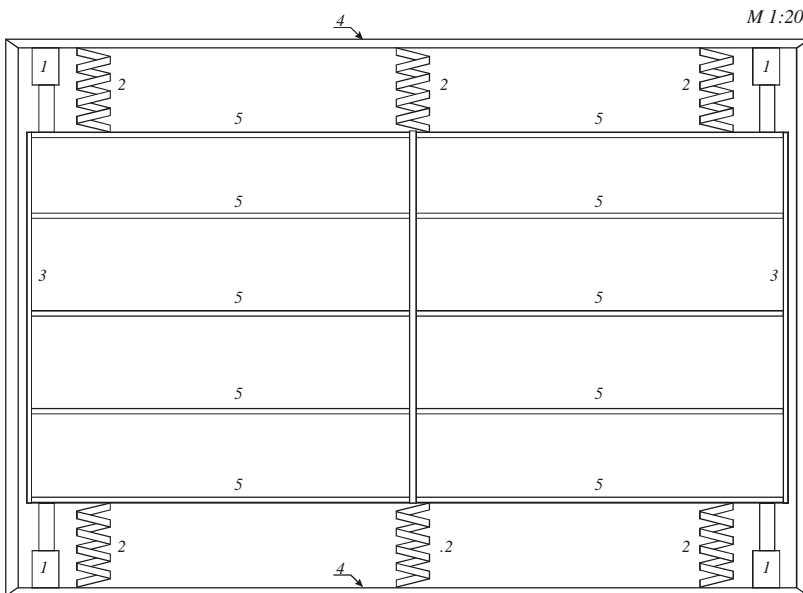


Рис. 1. Схема МВЭУК: 1 – пневматические плунжерные насосы; 2 – винтовые пружины подвеса; 3 – вертикальные стойки; 4 – горизонтальные балки; 5 – пластины-планы

Цилиндры пневматических плунжерных насосов установлены на горизонтальных балках неподвижной рамы модуля, а плунжеры (поршни) закреплены на верхней и нижней пластинах-планах колеблющейся внутренней рамы модуля. Рядом с насосами расположены винтовые пружины подвеса, связанные с внешней и внутренней рамами (один конец каждой винтовой пружины связан с внешней рамой, другой – с внутренней).

Внутренняя рама представляет собой ферму, образуемую 10 тонкими пластинами-планами и вертикальными стойками, соединенными сваркой.

Частота колебаний внутренней рамы (рабочее движение модуля) задавалось сначала равной 10 Гц, затем, – 20 Гц. Было показано, что, несмотря на тонкие пластины (закрепленные жестко на обоих концах сваркой), частота их первого тона изгибных колебаний в несколько раз превосходит рабочую частоту.

Амплитуда вертикальных колебаний внутренней рамы в рабочем установившемся режиме изменялась при переменах скорости ветра, но не превышала 0,05 – 0,06 м. Это задавалось геометрическими размерами модуля (рис. 1 выполнен в масштабе 1:20).

Выше говорилось, что такой модуль мы считали до самого последнего времени наиболее совершенным вариантом.

Действительно, в отношении малой массы модуля (по расчетам 70 – 90 кг), высокого коэффициента использования мощности ветрового потока, низкой стоимости, и высокой эксплуатационной надежности он на много превосходит все известные традиционные ВЭУ.

Однако пневматический способ преобразования и передачи энергии на турбоагрегаты все же ограничивал будущее применение МВЭУК. Об этом еще будет сказано в данной статье.

Перейдем теперь к конкретному рассмотрению МВЭУК с линейными электрическими генераторами промышленной частоты.

Конструкция и расчет линейного генератора с промышленной частотой колебаний. Предлагаемый линейный электрический генератор (рис. 2) состоит из двух основных частей: неподвижной и колеблющейся с промышленной частотой. Хотя обычно эти термины используются для электрических машин с вращающимся рабочим движением, будем называть их соответственно статором и ротором. Обе эти части имеют круглую цилиндрическую форму (ось симметрии обозначена на рис. 2 штрих-пунктирной линией, одновременно являющейся граничной линией разреза). Активная мощность 6-ти генераторов, установленных на каждом модуле, 1,2 кВт при амплитуде колебаний 3 мм; ЭДС генераторов модуля, соединенных последовательно, 27 В. Перегрузка колеблющейся рамы модуля и обмоток 2 – 50 г. Суммарная масса всех 6 "статоров" генераторов модуля – 18 кг.

Ротор состоит из постоянного магнита возбуждения 1 – круглого диска толщиной для рассматриваемого примера 15 мм и магнитопровода, детали которого обозначены цифрой 4. Диск намагничен от центра к периферии. Путь магнитного потока возбуждения показан тонкими стрелками. Он проходит два концентрических воздушных зазора 3, об-

щая ширина которых составляет 2 мм или даже меньше (зависит от технологии и сборки модуля, см. ниже).

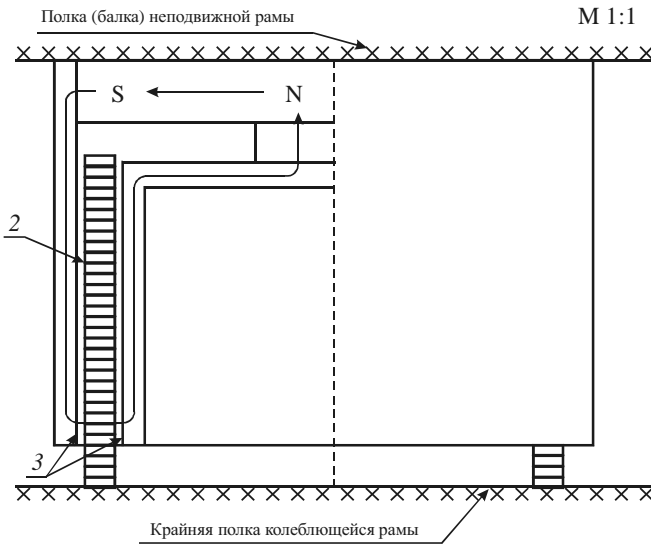


Рис. 2. Линейный электрический генератор с промышленной частотой колебаний 50 Гц изолированный провод; 1 – постоянный магнит возбуждения, намагниченный так, как показано на рисунке; 2 – обмотка (соленоид) из медного изолированного провода с кольцевыми прокладками из трансформаторной стали; 3 – воздушные зазоры (суммарная величина двух воздушных зазоров менее 2 мм)

Статор 2 представляет собой катушку – соленоид, намотанную изолированным медным проводом прямоугольного сечения вместе с лентой из мягкого железа или колец электротехнической стали. В качестве изоляции витков обмотки прямоугольного сечения может быть использовано стеклослюденитовая лента, выдерживающая высокие температуры и высокое электрическое напряжение. Однако в данном случае имеет место интенсивное охлаждение и низкое электрическое напряжение, так что могут применяться и более дешевые изоляционные материалы [3]. Витки соленоида склеены клеем, позволяющим выдерживать колебательную перегрузку 50 Гц с амплитудой 60 g в течение 2105 часов (более 20 лет). Это, по-видимому, легко выполнимо, так как расчет показывает, что амплитуда механического напряжения в наиболее критическом месте соединения соленоида с балкой колеблющейся рамы не превысит $0,1 \text{ кгс/мм}^2$. Кроме того, может быть использована стеклослюденитовая лента и технология сварки стекла со стеклом (технология «Монолит» [3]).

Переходим к расчету ЭДС ротора (при отключенной нагрузке). Согласно закону Фарадея ЭДС ротора выразится формулой:

$$e = 2\pi^2 D_p B \Delta_p f w \quad (1)$$

где D_p – диаметр ротора; B – индукция в зазорах; Δ_p – амплитуда вертикальных колебаний ротора-соленоида; w – число его витков; f – промышленная частота.

При $D_p = 0,116$ м, $B = 0,5$ Тл, $\Delta_p = 0,005$ м, $f = 50$ Гц, $w = 50$ формула (1) дает значение $e = 14,5$ В.

Индуктивность ротора определяется по формуле:

$$L = 4,141 \cdot 10^{-5} D_p w^2 = 2,6 \cdot 10^{-2} \text{ Гн.}$$

Индуктивное сопротивление ротора равно 4 Ом, а активное сопротивление, определяемое по выражению:

$$R_{ак} = \frac{\rho \pi D_p w}{s_m},$$

где ρ – удельное сопротивление меди, $s_m = 4 \text{ мм}^2$ – площадь сечения провода, равно всего 0,08 Ом.

Необходима компенсация индуктивного сопротивления (посредством емкостной реактивной мощности). В зависимости от назначения и мощности МВЭУК структура систем компенсации может быть различной. В принципе, можно поставить конденсатор на неподвижную раму каждого модуля. Действительно, емкость C , настраивающая колебательный контур на промышленную частоту f , определяется из соотношения $(2\pi f)^2 LC = 1$. При $L = 2,6 \cdot 10^{-2}$ Гн и $f = 50$ Гц емкость конденсатора равна $C = 477$ мкФ. В справочнике [2] на стр. 157 указан силовой конденсатор КС 1-0,22-6343 емкостью 397 мкФ, массой 28 кг и напряжением 220 В. Он приближается по емкости к требуемой для силового конденсатора одного линейного электрического генератора, но совершенно не соответствует по напряжению (220 В вместо 14,5 В) и массе.

Минимальная структура МВЭУК с линейными генераторами на промышленной частоте, для которой целесообразно устанавливать общий силовой конденсатор – одноблочная МВЭУК с 4-мя модулями [4] (см. ниже).

Рассмотрим конструкции МВЭУК с линейными генераторами.

Конструкция модуля ВЭУК с линейными генераторами. Конструктивная схема модуля с линейными генераторами изображена на рис. 3. Она выполнена в масштабе 1:20.

Планы и стойки внутренней рамы соединены сваркой и представляют единое целое, т.е. могут рассматриваться в вертикальном колебательном рабочем движении как твердое тело. Это подтверждают следующие оценки. Масса внутренней рамы вместе со связанными с ней роторами (якорями)

линейных электрических генераторов и приведенной массой винтовых пружин составляет $m_p = 100$ кг.

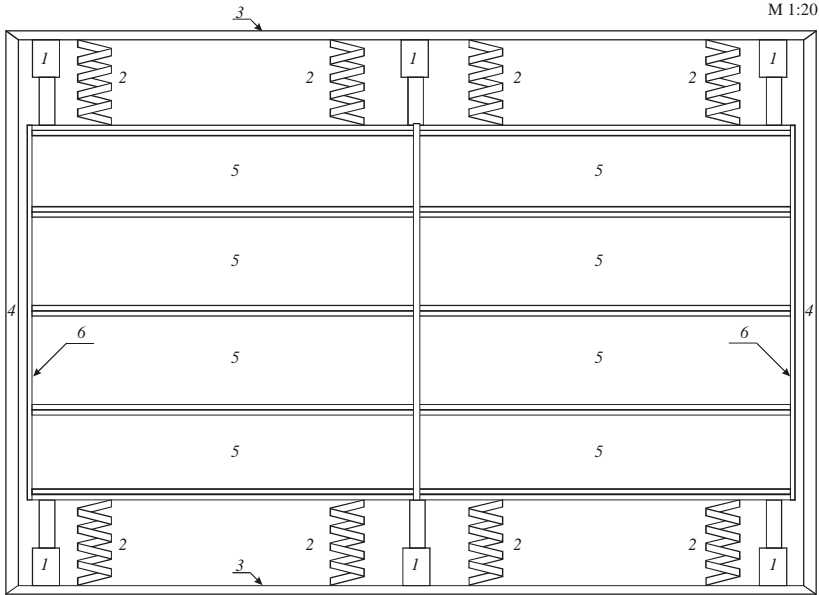


Рис. 3. Модуль МВЭУК с линейными электрическими генераторами промышленной частоты: 1 – линейные электрические генераторы с промышленной частотой колебаний (6 штук); 2 – спиральные пружины с жесткостью 130 кгс/мм каждая (8 штук); 3 – балки (планы) внешней неподвижной рамы; 4 – стойки внешней неподвижной рамы; 5 – пустотелые планы внутренней рамы с симметричным хорошо обтекаемым профилем (10 штук); 6 – вертикальные пластинчатые стойки

Жесткость с каждой из 8 винтовых пружин определяется из соотношения

$$2\pi f = \sqrt{\frac{8C}{m_p}} \quad (2)$$

и составляет 125 кгс/мм. Номинальная амплитуда вертикальных колебаний внутренней рамы (при скорости ветра 14 м/сек) составляет 5 мм. При этом каждая из винтовых пружин создает силу с амплитудой 625 кгс. В соответствии с этим горизонтальные балки внешней рамы и планы внутренней рамы должны быть достаточно жесткими на изгиб и прочными. Для горизонтальных планов и балок внутренней рамы это выполняется. Расчет по известным формулам и номограммам для пустотелой балки с эллипсоидальным сече-

нием, с двумя зажатými концами, вертикальной осью эллипса 60 мм, толщиной стенок 3 мм и длиной приблизительно 1 м (планы 5 на рис. 3) имеют частоту первого тона изгибных колебаний 270 Гц, что в ~5 раз превышает промышленную частоту вертикального горизонтального движения и делает очень малым прогиб от вибрационных перегрузок. К тому же пустотелые профили из алюминиевого сплава или титана обладают высоким собственным демпфированием, исключая острые резонансы. Все это относится и к балкам 3 неподвижных рам модулей. Что касается боковых колебаний внутренней рамы, которые могут возникать при случайных порывах ветра и других единичных возмущениях, то они гасятся самими линейными генераторами 1, работающими и как достаточно точные направляющие. Необходимо высказать наше мнение о винтовых пружинах. Они изготавливаются (навиваются) из провода лучших сортов стали. Материал провода, по крайней мере, при значительных амплитудах колебаний (см. рис. 1) работает сразу на изгиб и на кручение. Это затрудняет и удорожает расчет и технологию выпуска винтовых пружин для МВЭУК с промышленной частотой рабочих колебаний. Значительно проще и дешевле пластинчатые пружины, материал которых при малых деформациях работает практически только на изгиб. Некоторые расчетные данные для пластинчатых пружин с зажатými концами будут приведены в следующем разделе для подвески внутренней рамы блока из 4-х модулей. По нашему мнению, они с успехом могут быть применены и для подвески внутренней рамы каждого модуля (рис. 3) вместо винтовых пружин 2.

В данном разделе остается оценить активную мощность при отсутствии нагрузки (холостом ходе) модуля (рис. 3) и последовательном соединении всех 6 линейных генераторов.

Согласно формуле (1) и указанных параметрах, в частности, $U = 14$ м/с, $\Delta_p = 5$ мм, каждый линейный генератор развивает ЭДС 14,5 В. При последовательном соединении 6 линейных генераторов это соответствует выходной ЭДС модуля 87 В. Общее активное сопротивление $R_{ак}$ последовательно соединенных «роторов» (якорей) линейных генераторов составит 0,48 Ом. Если модуль подключен к согласованной активной нагрузке и силовая емкостная компенсация принимается идеальной, то активная мощность на выходе модуля составит $e_2 / 2R_{ак} \approx 7,88$ кВт.

Определим теперь механическую мощность, развиваемую модулем по общеизвестной формуле:

$$P = \frac{1}{2} \rho U^3 S_{ex}, \quad (3)$$

Здесь ρ – массовая плотность воздуха на высоте установки модуля; S_{ex} – входная площадь импеллера (преобразователя мощности ветрового потока в мощность рабочего движения), в данном случае – площадь внутренней

рамы модуля, включая все 10 ее планов (рис. 3). Примем, что плотность воздуха ρ практически равна плотности стандартной атмосферы на уровне океана (это имеет все основания для европейской равнины РФ). Для $U = 14$ м/с получим $P = 5,6$ кВт, т.е. 73 % от возможной активной мощности линейных генераторов. Для согласования можно либо уменьшить амплитуду колебаний внутренней рамы и связанной с ней якорей линейных электрических генераторов до 3,65 мм, либо увеличить площадь внутренней рамы. При этом будет достигнуто согласование при номинальной скорости ветра $U = 14$ м/с. Но напряжение 220 В необходимо подавать потребителям во всем рабочем диапазоне ВЭУК и ВЭСК по скорости ветра от 7 до 20 м/с. Эту проблему автоматической адаптации (стабилизации) можно решать путем введения управления через обратной связи на уровне блоков из 4-х модулей или более крупных структур ВЭСК.

Одноблочные четырехмодульные ВЭУК промышленной частоты.

Эскиз импеллера одноблочной 4-х модульной ВЭУК с линейными электрическими генераторами промышленной частоты представлен на рис. 4 (масштаб 1:40).

М 1:40

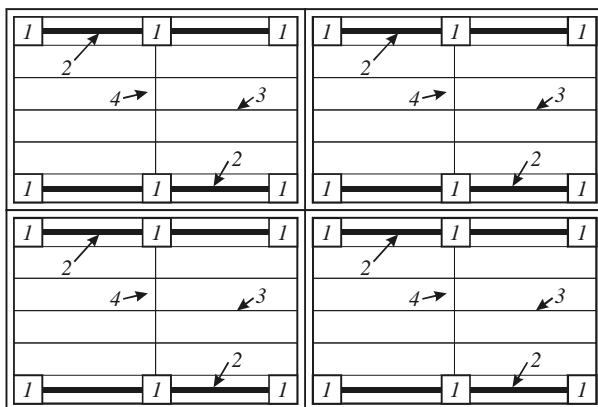


Рис. 4. Эскиз одноблочной 4-х модульной МВЭУК с линейными электрическими генераторами и пластинчатыми пружинами подвеса рамы: 1 – линейные электрические генераторы (24 шт.); 2 – пластинчатые пружины подвеса внутренних рам (16 шт.); 3 – пластины (20 шт.); 4 – стойки (12 шт.)

Рассмотрим более подробно эскиз одноблочного модуля, изображенного на рис. 4.

Линейный электрический генератор состоит из 24 генераторов на одноблочной МВЭУК с активной мощностью 1,2 кВт каждый при амплитуде колебаний 5 мм и частоте 50 Гц. Пластинчатые пружины подвеса внутренних рам с обоими закрепленными на внешних рамах концами помимо простоты и дешевизны изготовления в сравнении с винтовыми пружинами имеют то пре-

имущество, что, работая и на изгиб, и на растяжение, имеют резко нелинейную характеристику. При достаточной толщине по отношению к длине пластины естественным образом ограничивают амплитуду колебаний (и соответственно напряжение) при резком увеличении скорости ветра по сравнению с номинальной.

Планы колеблющихся рам разделены вертикальными стойками. Всего на одноблочной МВЭУК 40 планов. Несмотря на то, что внутренние рамы 4-х модулей в рабочем установившемся режиме колеблются синхронно, но противофазно (в шахматном порядке), электрические выходы модулей включены согласно. Возможна однопроводная система соединительных проводов, когда общей «землей» служат металлические рамы и пластинчатые пружины подвеса модулей.

Для номинальной скорости ветра 14 м/с. механическая мощность блока из 4-х модулей согласно формуле (3) составит 23 кВт. Если номинальную амплитуду колебаний линейных якорей линейных электрических генераторов задать равной 3,56 мм, то согласно формуле (1) и указанным в разделе 1 значениям параметров общее выходное напряжение блока из 4-х модулей будет равно 220 В. Общее активное сопротивление всех 24 линейных генераторов составит 1,9 Ом. Электрическая активная мощность на согласованной активной нагрузке будет равна 12,7 кВт. Это почти в 2 раза меньше механической мощности. Для согласования необходимо ввести жесткую полужесткую обратную связь по току, который будет достигать в результате 105 А. Это может быть реализовано, так как по данным [2] серийно выпускаются малогабаритные силовые диоды и транзисторы с соответствующими параметрами.

Необходимо, однако, иметь в виду следующее. Малые габариты силовых диодов и транзисторов получены за счет релейного режима работы широтно-импульсной модуляции. Однако, как показано в разделе 1, индуктивность якоря рассматриваемого линейного генератора составляет $2,6 \cdot 10^{-2}$ Гн, а для блока из 4-х модулей ее следует умножить на 24, как и активное сопротивление. Поэтому введение управления для одноблочных и многоблочных МВЭУК и МВЭСК целесообразно осуществлять посредством комплексных мощных наземных конденсаторных и трансформаторных установок [2, стр. 157]. Что касается плотности тока в $25 - 50$ А/мм² в якорях линейных генераторов, то она вполне допустима, так как каждый такой генератор обдувается сильным ветром.

Возможную номенклатуру модульных ветроэнергетических станций с колебательным движением импеллеров на промышленной частоте (МВЭСКПЧ) иллюстрирует рис. 5. Это стационарные станции, устанавливаемые на берегах морей или в горах на выровненных площадках или плато. Они могут монтироваться даже на отдельных вершинах или высотных зданиях в городах. Все они относятся к «треугольным»: состоят из трех сборок блоков, из которых одновременно работают все три или, по меньшей мере, две.

Координация работы «стенок» осуществляется автоматической или полуавтоматической (с человеком-диспетчером для наиболее мощных стан-

ций) диспетчерской (показаны в центрах треугольников кружками на рис. 5). Стенки, собранные из блоков, представляют собой фермы, возможно, укрепленные дополнительными оттяжками и колоннами (на рис. 5 эти детали не обозначены). Такие МВЭСКПЧ способны выдерживать ураганные ветры со скоростью 25 – 27 м/с, не прекращая рабочих микроколебаний на промышленной частоте и производства электроэнергии высокого качества. Станции изображены на схемах рис. 5 в порядке увеличения размеров сборок блоков и роста мощности вырабатываемой электроэнергии.

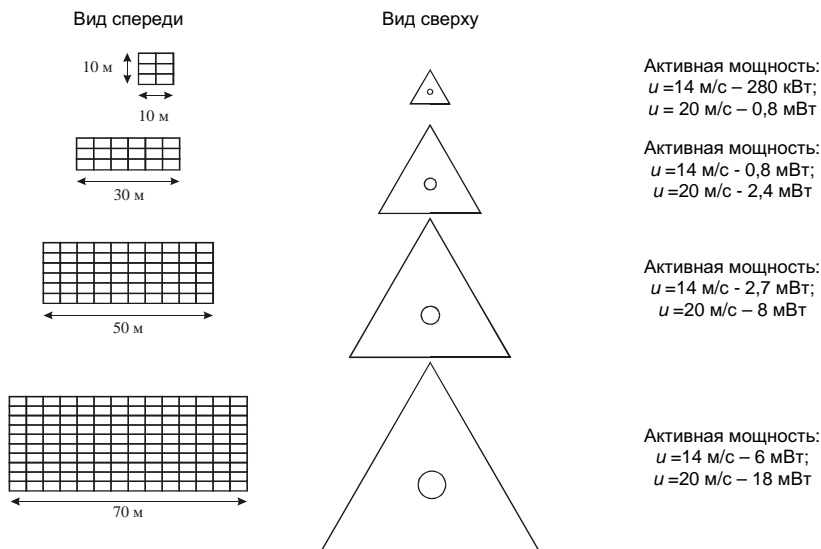


Рис. 5. Возможная номенклатура МВЭСК с линейными миниэлектрогенераторами промышленной частоты колебаний и цифровым управлением

Наименьшей является станция с импеллерами в виде сборки из шести блоков – три по высоте и два по ширине; площадь стенок импеллеров 100 м^2 ; мощность вырабатываемой электроэнергии 280 кВт при $U = 14 \text{ м/с}$ и 0,8 МВт при $U = 20 \text{ м/с}$. Самой мощной станцией из приведенных на рис. 5 будет являться нижняя станция: она имеет площадь стенки импеллера $S = 2100 \text{ м}^2$ и развивает мощность 6 МВт при $U = 14 \text{ м/с}$, и 18 МВт при $U = 20 \text{ м/с}$.

Все они способны работать даже при ураганных скоростях ветра 25 – 27 м/с.

Заметим, что ни одна реально функционирующая традиционная ВЭУ с вращательным рабочим движением вокруг горизонтальной оси не превозмогла рубеж мощности 4 – 5 МВт.

Однако, как отмечено выше, у МВЭУКПЧ будет некоторая несогласованность между механической мощностью импеллера и суммарной электрической мощностью линейных электрических генераторов. Эту проблему можно решить за счет выбора электротехнических материалов.

Электротехнические материалы и дальнейшее повышение электрической мощности МВЭУКПЧ. Как отмечено выше, при указанных параметрах линейных электрических генераторов промышленной частоты (рис. 2) каждого модуля примерно в два раза ниже механической мощности при скорости ветра 20 м/с. Увеличение электрической мощности при прежних геометрических размерах возможно за счет соответствующего выбора прежде всего магнитных материалов. В справочнике [5, стр. 42] приведены данные ГОСТ 17869-72 по отечественным литым сплавам, серийно выпускавшимся в 1980-х г.г. Среди 25 марок сплавов следующие:

Таблица 1. Магнитные характеристики литых сплавов

Марка сплава	Максимальная удельная энергия, кДж/м ³	Коэрцитивная сила по индукции, кА/м	Остаточная индукция, Тл	(BH) _{max} , мкГн/м
ЮНДК18С	14	44	1,10	22,0 – 28,0
ЮН13ДК24С	18	36	1,30	30,0 – 33,0
ЮН13ДК24	19	40	1,25	25,0 – 27,5
ЮН14ДК24	18	48	1,20	20,0 – 22,0
ЮН15ДК24	18	52	1,15	15,0 – 17,5
ЮН14ДК24Т 2	15	60	1,10	16,0 – 19,0

Расчет по формуле (1), приведенный выше, соответствовал индукции в воздушном зазоре $B = 0,5$ Тл. Переход к индукции $B = 1,1$ соответствует увеличению суммарной ЭДС линейных электрических генераторов модуля до 190 В, а активной мощности на согласованной нагрузке до 15 кВт. Уменьшение воздушного зазора на 14% даст суммарное напряжение модуля на согласованной активной нагрузке 220 В и мощность 22 кВт.

Существует и другой путь: посредством выбора материала магнитопровода (обозначен цифрой 3 и стрелками на рис. 2). Для магнитопровода можно применять магнитотвердые ферриты.

В том же справочнике [5, стр. 48] приведены основные параметры 28 марок магнитотвердых ферритов. Из них в табл. 2 указаны только 6 марок с наименьшей удельной энергией и, по-видимому, наиболее дешевых.

Таблица 2. Магнитные характеристики ферритов

Марка феррита	Максимальная удельная энергия, кДж/м ³	Коэрцитивная сила по индукции, кА/м	Коэрцитивная сила по намагниченности, кА/м	Остаточная индукция, Тл
6БИ240	3,0	125	240	0,19
6БИ250	2,8	120	247	0,19
7БИ215	3,5	125	215	0,21
7БИ300	3,5	140	300	0,20
9БА250	4,5	135	205	0,24
14БА255	7,0	200	300	0,30

Из данных, приведенных в табл. 2, можно видеть, что применение магнитопровода из феррита 6БИ240 увеличит индукцию в зазоре на 17 %. Это превышает эффект от уменьшения зазора на 14 %.

Оба пути можно применить совместно. Таким образом, подбор электротехнических материалов действительно является эффективным путем дальнейшего совершенствования МВЭУК.

Интерпретация принципа функционирования МВЭУК на основе теоремы Н.Е. Жуковского о циркуляции. Многие специалисты по аэродинамике, привыкшие к рассмотрению происхождения подъемной силы с привлечением фундаментальной теоремы Н.Е. Жуковского о циркуляции, с сомнением воспринимают наше утверждение о высоком коэффициенте использования энергии набегающего потока (КПД) МВЭУК. Для МВЭУК с частотой рабочих колебаний 50 Гц и амплитудой колебаний 5 мм дело доходит до полного отрицания работоспособности таких МВЭУК. Поэтому необходимо разъяснить возникающее недоразумение. Дело в том, что именно за счет циркуляции, совпадающей с рабочей частотой МВЭУК или кратной ей, происходит многократное использование энергии набегающего потока воздуха.

Чтобы показать это, обратимся сначала к оценке амплитуды изменения угла атаки в установившемся колебательном движении внутренней рамы модуля:

$$\Delta\alpha_m = \frac{\arctg 25 \cdot v_p \cdot \Delta y_m}{U} \quad (4)$$

Здесь $\Delta\alpha_m$, Δy_m – амплитудные значения угловых колебаний угла атаки и поступательных колебаний планов внутренней рамы с частотой v_p , Гц; U – горизонтальная скорость ветра, нормальная к плотности рамы.

Подставляя в эту формулу значения $v_p = 50$, $U = 14$ м/с, получим $\Delta\alpha_m < 7^\circ$ при $\Delta y_m = 5$ мм. Таким образом, можно пользоваться линеаризованным по углу атаки выражением подъемной силы планов:

$$\Delta Y_{nm} = \frac{1}{2} \rho U^2 S_n C_y^\alpha \frac{2\pi v_p \Delta y_m}{U} = \pi \rho U a_n b_n C_y^\alpha v_p \Delta y_m, \quad (5)$$

Здесь C_y^α – производная подъемной силы по углу атаки (в численных расчетах в дальнейшем принимается равной 3); S_n – площадь одного плана; a_n – длина плана ($a_n = 2,8$ м, см. рис. 3); b_n – ширина плана (см. рис. 6, выполненный без масштаба, в дальнейшем принимается $b_n = 0,5$ м). Подставляя указанные значения и полагая $\Delta y_m = 5$ мм $= 5 \cdot 10^{-3}$ м, $U = 14$ м/с, $v_p = 50$, находим для внутренней рамы модуля с 5 планами $\Delta Y_m = 288$ Н. Это кажется

очень малым (всего 28,8 кгс). Умножаем полученную величину на амплитуду колебательной скорости $2\pi\nu_p\Delta y_m$ и находим работу, которая может быть совершена за единицу времени $P = 452$ Дж/с. Это также очень мало. Между тем, если применить теорему Н.Е. Жуковского о циркуляции в обычной ее формулировке [6] и принять, что циркуляция вычисляется вдоль окружности диаметром 0,5 м, отмеченной на рис. 6 стрелками, обтекаемой с частотой $\nu_n = 50$ Гц (в направлении, соответствующем фазе колебаний вверх-вниз), то амплитуда подъемной силы 5 планов составит 6869 Н. Умножая на прежнюю колебательную скорость, получим $P = 10780$ Дж/с = 10,8 кВт.

Это даже больше, чем мощность одного модуля, вычисляемая по классической формуле (3) при $U = 14$ м/с и $S = 4$ м² (6,7 кВт). В чем же дело? Объяснение этого парадокса заключается в пространственно-временном резонансе (рис. 6).

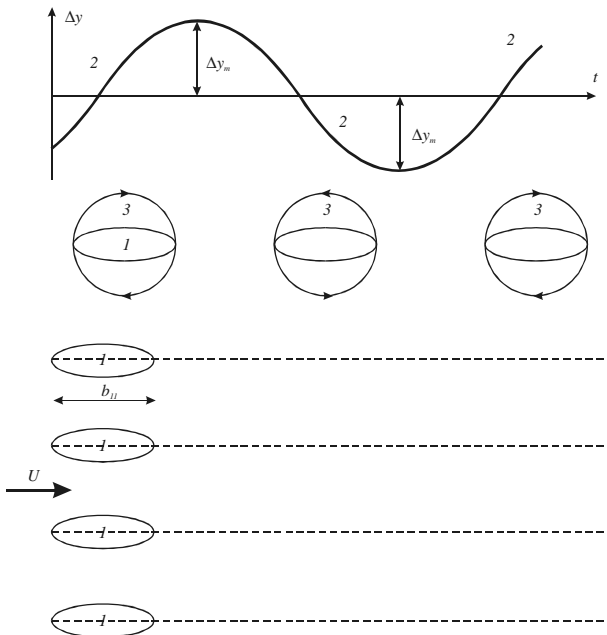


Рис. 6. Иллюстрация резонанса колебательного движения и циркуляция в ВЭУК
1 – планы внутренней рамы (разрез); 2 – график колебаний основной частоты ν_n ;
3 – контур циркуляции

Чтобы пояснить это понятие, вновь обратимся к рис. 6. Фигуры и графики на этом рисунке соответствуют идеальному установившемуся течению: отсутствию трения даже в пограничном слое, отрывного течения, сжимаемо-

сти, полезной нагрузки (холостой ход) и др. Эти же условия предполагаются и в формуле (5), но дают подъемную силу планов колеблющейся рамы в 24 раза меньше, чем формула циркуляции. То же самое имеет место для мощностей холостого хода.

Пространственно-временной резонанс заключается в том, что благодаря реальной циркуляции воздуха вокруг планов внутренней рамы, колеблющейся с частотой 50 Гц, одни и те же частицы воздуха будут 100 раз проходить вокруг планов импеллера, меняя направление циркуляции на противоположное в момент обращения угла атаки плана в ноль. Совершаемая работа в рассматриваемой идеальной системе будет превращаться в кинетическую, и «амплитуда» колебаний Δu_m будет быстро нарастать. Таким образом, в идеальном случае без нагрузки модуль ВЭУК не может иметь установившийся режим работы.

Однако при наличии потерь на трение, нагрузки, естественного ограничения амплитуды колебаний за счет нелинейной характеристики пластинчатых пружин подвеса МВЭУК промышленной частоты будут иметь устойчивый установившийся режим с КПД порядка 0,8 – 0,89.

Выводы

1. Линейные электрические генераторы с миллиметровыми амплитудами колебаний якоря на промышленной частоте (ЛЭГПЧ) предложены для ВЭУК впервые. Они согласно расчетам будут обладать хорошими массогабаритными характеристиками и низкой стоимостью.

2. Модуль ВЭУК с ЛЭГПЧ, пустотелыми планами эллиптического профиля с низким лобовым сопротивлением и одновременно достаточно высоким, быстро затухающим, первым тоном изгибных колебаний впервые позволяет реализовать модуль ВЭУК с промышленной частотой рабочих колебаний. Согласно расчетам при скорости ветра 14 м/с он будет развивать 2,3 кВт механической мощности на каждый м² входной площади.

3. Одноблочная 4-х модульная ВЭУК с ЛЭГПЧ вследствие перечисленных выше свойств новых компонентов, а также применения вместо винтовых пластинчатых пружин подвеса внутренних рам; включения в параллель серийных конденсаторов; введения обратных связей и цифрового управления, согласно расчетам будет при $U = 14$ м/с выдавать 23 кВт, а при $U = 20$ м/с – 60 кВт электрической мощности промышленной частоты и стандартного качества.

4. Возможная номенклатура мощных ВЭУК с ЛЭГПЧ с треугольной стационарной установкой импеллеров начинается со станции мощностью 280 кВт при $U = 14$ м/с и 0,8 МВт при $U = 20$ м/с (размеры одного из трех модульных импеллеров 16x10 м). Завершается эта возможная номенклатура станцией мощностью 6 МВт при $U = 14$ м/с и 18 МВт при $U = 20$ м/с. ВЭУК с ЛЭГПЧ могут работать при ураганах ($U = 25 - 27$ м/с).

5. Оптимизация параметров, включая выбор магнитных материалов, позволит довести электрическую мощность четырехмодульного блока до 100 кВт при $U = 20$ м/с.

6. Все это вместе взятое дает основание утверждать, что совершен новый прорыв в ВЭУК, позволяющий ускорить решение проблемы по созданию дешевых, надежных и полностью автоматизированных ВЭУ для реализации научно-технической программы страны "Экологически чистая энергетика".

Литература

1. **Красовский А.А.** Синтез цилиндрических аттракторов с приложением к ветроэнергетической установке нового класса // Изв. АН. Т и Су. – 1996, №2. С. 21 – 30.
2. **Алиев И.Н.** Справочник по электротехнике и электрооборудованию Изд. 2-е, доп. – М: Высшая школа. – 2000. – 256 с.
3. **Гольдберг Д.Д., Турин Я.С., Свириденко И.С.** Проектирование электрических машин Изд. 2-е, перераб. – М: «Высшая школа». – 2000. – 430 с.
4. **Мисриханов М.Ш.** Фундаментальные теоретические и прикладные работы академика РАН А.А. Красовского – основа форсированного возрождения энергетики при отечественном инвестировании // Автоматика и телемеханика. – 2001, №7. – С. 158 –177.
5. **Постоянные магниты.** Справочник под ред. д-ра техн. наук Ю.М. Пятина. М: «Энергия». – 1986. – 486 с.
6. **Энциклопедия «Авиация».** М.: ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского. – 1994. – С. 230 – 231.

УДК 621.311.21:621.318.5:013.001.5

Современное состояние оборудования электрических сетей МЭС Центра РАО «ЕЭС России» и основные тенденции его обновления

*Мисриханов М.Ш., д-р техн. наук, Седунов В.Н., Васильев А.В.,
Барсуков А.И., Корягин Ю.М., инженеры*

Введение. МЭС Центра, как часть РАО «ЕЭС России», находится на пересечении главных потоков мощности и энергии между ОЭС Средней Волги, Урала, Северо-запада, Юга, а также объединенными энергосистемами Украины и Белоруссии.

В настоящее время в ремонтно-эксплуатационном обслуживании МЭС Центра находится 12005,2 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) 220 – 750 кВ, в том числе: ВЛ 750 кВ – 2009 км; ВЛ 500 кВ – 8451,5 км; ВЛ 330 кВ – 1292,3 км; ВЛ 220 кВ – 84,4 км; передача постоянного тока (ППТ) 800 кВ – 168 км, а также 32 подстанции (ПС), в том числе напряжением: ПС 750 кВ – 4, ПС 500 кВ – 20, ПС 330 кВ – 8. Установленная мощность автотрансформаторов и шунтирующих реакторов равна 49000 МВА, что в процентном отношении составляет примерно 30 % от всех сетей РАО «ЕЭС России».

Указанная мощность с магистральными линиями связи переменного тока обеспечивает параллельную работу Объединенной энергосистемы Центра с объединенными энергосистемами Урала, Волги и Северо-Запада страны.

По электрическим сетям РАО «ЕЭС России» передается свыше 265 млрд. квт·ч электроэнергии в год, т.е. более 35 % электроэнергии, поступающей во все электрические сети отрасли, в том числе по магистральным сетям МЭС Центра свыше 75 млрд. квт·ч. Очевидно, что надежность работы оборудования на подстанциях 330 – 750 кВ в значительной мере определяет надежность работы ЕЭС России в целом.

За рубежом (в США, Канаде, Японии, Европе) за последние 20 лет произошли 13 крупных системных аварий, сопровождавшиеся нарушением электроснабжения потребителей на больших территориях.

ЕЭС России, связанная с энергосистемами других стран СНГ, за последние 50 лет системных аварий не имела.

Состояние основных фондов. Практически все силовое электрооборудование подстанций МЭС Центра, как и РАО «ЕЭС России» в целом изготовлено заводами бывшего СССР. Его значительная часть уже отработала установленный стандартами срок работы (ресурс). К 2001 г. выработало свой ресурс 45 – 55 % основного электрооборудования.

Треть воздушных выключателей 330-500 кВ отработали 20 лет и более.

Из 188 силовых автотрансформаторов мощностью 125 МВА и более, установленных на подстанциях 330 – 750 кВ МЭС Центра, 131 автотрансформатор (69 %) имеют срок эксплуатации до 20 лет, 19 автотрансформаторов (10 %) – от 20 до 25 лет, 38 автотрансформатора (20 %) – от 25 лет и более. Из 74 шунтирующих реакторов мощностью 60 МВАр (500 кВ) и 110 МВАр (750 кВ) 66 реакторов (89 %) имеют срок эксплуатации до 20 лет, 1 реактор (1,5 %) – от 20 до 25 лет, 9 реакторов (9,4 %) – от 25 лет и более.

Количество отказов электротехнического оборудования подстанций напряжением 500 – 750 кВ (АО «Дальние передачи» – МЭС Центра) за период 1989 – 2000 г.г. приведено в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Число отказов воздушных выключателей (ВВ) и шинных разъединителей (ШР)

Год	ВВ 500 – 750 кВ			ШР 500 – 750 кВ		
	3-х фаз. компл.	Число отказов	% отказов	3-х фаз. компл.	Число отказов	% отказов
1989	189	7	3.7	18	0	–
1990	197	5	2.5	18	0	–
1991	204	1	0.5	20	2	10
1992	182	2	1.1	16	1	6.3
1993	187	12	6.4	17	4	23.5
1994	183	7	3.8	19	6	31.6
1995	136	6	4.4	14	0	–
1996	158	2	1.3	22	0	–
1997	162	3	1.8	23	0	–
1998	162	3	1.8	23	1	4.3

Продолжение табл. 1

Год	ВВ 500 – 750 кВ			ШР 500 – 750 кВ		
	3-х фаз. компл.	Число отказов	% отказов	3-х фаз. компл.	Число отказов	% отказов
1999	155*	1	0.6	24	0	–
2000	153*	2	1.3	24	3	12.5
	2068			238		
Всего отка- зов за период		51			17	
Средн. число отка- зов в год		4.25			1.41	
Средн % от- казов обору- дова- ния		2.5			7.1	

Примечание: Уменьшение количества воздушных выключателей 500-750 кВ вызвано их заменой на элегазовые выключатели данного класса на-пряжения.

Таблица 2. Число отказов автотрансформаторов (АТ),
трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН)

Год	АТ 500 – 750 кВ			ТТ 500 – 750 кВ			ТН 500 – т750 кВ		
	3-х фазн. компл- лект.	Чис- ло отка- зов	% отка- зов	3-х фазн. компл- лект.	Чис- ло отка- зов	% отка- зов	3-х фазн. компл- пл.	Чис- ло отка- зов	% отка- зов
1989	44	5	11.4	196	1	0.5	98	2	2
1990	44	5	11.4	203	0	–	98	0	–
1991	45	5	11.1	152	2	1.3	103	1	1
1992	44	5	11.4	182	0	–	98	1	1
1993	43	3	7	189	0	–	101	1	1
1994	43	6	1.4	182	0	–	101	2	2
1995	45	1	2.2	250	0	–	168	0	–

Продолжение табл. 2

Год	АТ 500 – 750 кВ			ТТ 500 – 750 кВ			ТН 500 – 750 кВ		
	3-х фазн. компл. лект.	Чис- ло отка- зов	% отка- зов	3-х фазн. компл. лект.	Чис- ло отка- зов	% отка- зов	3-х фаз. ком- пл.	Чис- ло отка- зов	% от- ка- зов
1996	50	1	2	150	0	–	77	1	1.3
1997	51	2	3.9	174	1	0.6	90	2	2.2
1998	52	4	7.7	176	0	–	92	0	-
1999	57	2	3.5	172	0	–	89	1	1.1
2000	57	1	1.7	172	0	–	89	1	1.1
	575			2198			1204		
Всего отка- зов за пе- риод		40			4			12	
Сред. число отка- зов в год		3.33			0.33			1	
Сред. % отка- зов обо- руд.		6.9			0.18			1	

Количество отказов с повреждением оборудования в пересчете на единицу (фазу) установленного оборудования характеризуется цифрами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3. Число отказов с повреждением оборудования

Период 1989 – 2000 г.г.	ВВ 500 – 750 кВ	АТ 500 – 750 кВ	ШР 500 – 750 кВ	ТТ 500 – 750 кВ	ТН 500 – 750 кВ
Всего отказов с повреждением оборудования	22	8	2	4	4

Продолжение табл. 3

Период 1989 – 2000 г.г.	ВВ 500 – 750 кВ	АТ 500 – 750 кВ	ШР 500 – 750 кВ	ТТ 500 – 750 кВ	ТН 500 – 750 кВ
Среднее число поврежде- ний в год	1.83	0.7	0.17	0.33	0.33
Среднегодовой % повреждений оборудования	0.35	0.5	0.3	0.06	0.1

Некоторые проблемы продления сроков эксплуатации основного электрооборудования подстанций, выработавшего свой ресурс. Оценивая приведенные статистические данные отказов и повреждаемости электротехнического оборудования класса напряжений 500 и 750 кВ, следует отметить, что это оборудование, созданное на базе отечественных разработок и поставленное отечественными заводами-изготовителями в течение 45-ти лет, обеспечивало достаточную степень надежности функционирования межсистемных электропередач сверхвысокого напряжения (СВН) во всяком случае, не ниже мировой.

Такая или аналогичная ситуация существует и в других странах. Так в США к 1995 г. 65 % электрооборудования ТЭС и подстанций эксплуатировалось более 20 лет, а 45 % – более 30 лет. В 2000 г. в США, Великобритании, Франции, Австралии и других странах около 50 % парка силового электрооборудования вышли за нормативные сроки.

Замена всего этого электрооборудования новым в короткие сроки связана с чрезвычайно большими затратами и поэтому нереальна. Такая постановка задачи неправильна и с технической точки зрения. Представляется нецелесообразным менять оборудование, если оно по своему состоянию и техническим характеристикам пригодно для дальнейшей эксплуатации или требует относительно малозатратных ремонтно-восстановительных или реконструктивных работ. Поэтому во всех странах мира с давно созданной и развитой электроэнергетикой одной из важнейших проблем является продление эксплуатации основного и силового электрооборудования сверх сроков, оговоренных в стандартах и других нормативных документах.

Такая постановка вопроса резонна, ибо в стандартах, как правило, указывается минимальный срок службы, т.е. по смыслу этого термина предполагается, что фактический срок службы может и должен быть больше указываемой в стандарте величины. Важно отметить, что это положение подтверждается как отечественным, так и зарубежным опытом эксплуатации основного электрооборудования энергосистем. Следует отметить также то, что проблема продления ресурса работы электрооборудования и связанные с ней вопросы входили в число предпочтительных тем нескольких последних сессий СИГРЭ.

Очевидно, что продление сроков службы основного электрооборудования подстанций (имеются в виду прежде всего силовые трансформаторы и автотрансформаторы и реакторы) не исключает необходимости или целесообразности замены технически сильно изношенного и (или) морально устаревшего электрооборудования. При этом для замены должно использоваться новое современное электрооборудование, обеспечивающее повышение КПД и надежности энергообъектов, энерго- и ресурсосбережение, охрану окружающей среды и др.

Важнейший элемент всего комплекса работ по оценке возможности продления эксплуатации длительно работающего электрооборудования и для выработки необходимых мероприятий – проведение всесторонних обследований конкретных единиц электрооборудования с использованием современных методов и средств диагностики.

К сожалению, ни в России, ни за рубежом нет пока ни методов, ни критериев для количественной оценки остающегося до полного исчерпания ресурса ни по одному из видов электрооборудования или основных его элементов, поэтому приходится довольствоваться лишь экспертными оценками.

Можно с достаточной уверенностью утверждать, что при соблюдении всех норм эксплуатации, профилактических испытаний и ремонтов, контроля в процессе работы (мониторинга) конкретная единица оборудования будет успешно работать до следующего нормированного полного обследования или капитального ремонта с таким обследованием.

Самыми ненадежными элементами трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов являются герметичные вводы напряжением 110 – 500 кВ, а у трансформаторов и автотрансформаторов также переключатели ответвлений для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Одними из важнейших показателей возможности дальнейшей эксплуатации трансформаторного оборудования являются отсутствие недопустимой степени полимеризации изоляции обмоток и неустраняемых деформаций обмоток и распрессовки сердечников. При недопустимых степенях износа изоляции (полимеризации) и деформации обмоток назначается перемотка, которая может быть во многих случаях осуществлена на месте установки с получением комплекта обмоток от заводов. Необходимость этого встречается редко, еще реже требуется устранение распрессовки сердечника или его перешихтовки, возможных только в заводских условиях.

При отсутствии необходимости дорогостоящих мероприятий для обеспечения дальнейшей надежной эксплуатации силового трансформаторного оборудования в МЭС Центра по мере надобности выполняются выборочно ниже следующие мероприятия: замена вводов, ремонт или замена РПН, замена масла, ремонт или замена маслонасосов, замена сорбента, учащенный контроль состояния масла в процессе эксплуатации, расширение применения методов и средств контроля состояния оборудования в процессе его работы (мониторинг).

Мониторинг позволяет не только обеспечить возможность продления эксплуатации длительно работающего трансформаторного оборудования, но

и перейти от системы жестко планируемой системы капитальных ремонтов к системе ремонтов «по состоянию».

Ситуация со старением трансформаторного оборудования в промышленно развитых странах аналогична. В США, Франции и ряде других стран разработаны и реализуются соответствующие программы обследования, реконструкции и замены силового трансформаторного оборудования.

Использование современных средств диагностики основного оборудования. Как отмечалось выше, проведение широкомасштабных работ по продлению ресурса работы электрооборудования не исключает необходимости и целесообразности применения, в том числе и для замены длительно работающего оборудования, нового более совершенного электрооборудования.

Принятие решений по замене оборудования невозможно без постоянного контроля за его состоянием в эксплуатации и оценки его физического ресурса.

Внедрение современных средств и методик диагностического контроля позволяют принимать правильные решения о необходимости проведения ревизий и предупредительных ремонтов, а также решений о продлении сроков эксплуатации оборудования с истекшим сроком службы, на базе более точного определения остаточного физического ресурса.

Оборудование нового поколения, как правило, должно оснащаться устройствами непрерывной или периодической диагностики.

К наиболее эффективным методам и средствам диагностики, которые подлежат внедрению, относятся:

- аппаратура для мониторинга под рабочим напряжением сопротивления и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, высоковольтных вводов и измерительных трансформаторов тока и напряжения с бумажно-масляной изоляцией;
- аппаратура для измерения высокочастотного излучения оборудования для определения наличия и уровней частичных разрядов;
- использование компьютерных экспертных систем диагностических данных состояния автотрансформаторов и шунтирующих реакторов;
- системы регистрации под напряжением режимов работы и параметров выключателей 330 – 750 кВ и оценки по ним остаточного ресурса;
- аппаратура и методики акустико-эмиссионного контроля фарфоровых покрышек воздушных и масляных выключателей и опорно-стержневых изоляторов.

МЭС Центра РАО «ЕЭС России» целенаправленно и активно внедряют различные, наиболее совершенные средства диагностики электротехнического оборудования и имеют немалый опыт их применения.

Из современных средств диагностики широко используются, прежде всего, хроматографический анализ растворенных газов в масле (ХАРГ) и инфракрасный контроль оборудования. Опыт использования этих средств диагностики в течение продолжительного периода времени показал их высокую эффективность.

Благодаря тепловизионной диагностике в МЭС Центра ежегодно выявляется масса различных дефектов в оборудовании подстанций – ослаблен-

ные, греющиеся контакты в разъединителях, в контактных системах выключателей, на ВЧ-заградителях. Хорошо обнаруживаются также дефекты в переключающих устройствах трансформаторов тока, в разрядниках, в трансформаторах напряжения.

Диагностика оборудования является весьма сложной и крайне ответственной работой, требующей высокой профессиональной подготовки персонала, знания конструктивных особенностей электротехнического оборудования, а также оснащения диагностических лабораторий современной высокоточной аппаратурой, предполагает высокую степень компьютеризации.

Техническое перевооружение подстанций. Обобщая изложенные проблемы старения и надежности функционирования комплекса электрооборудования для передачи электроэнергии переменным током под напряжением 330 – 750 кВ, представляется целесообразным обозначить некоторые моменты технического перевооружения подстанций межсистемных электропередач:

1. Для замены устаревшего электротехнического оборудования необходимо использовать оборудование, разработанное по новейшим мировым технологиям электроаппаратостроения, обладающее повышенной надежностью функционирования, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

2. Крупные подстанции с высшим напряжением 330 кВ и выше имеют открытую установку оборудования, расположены в сельской местности в зонах слабых загрязнений изоляции, с незначительным влиянием на население экологических факторов (шумы, напряженность электрических и магнитных полей и т.п.). Это позволяет считать, что в ближайшие годы не потребуются решение вопросов переоборудования этих подстанций в газоизолированные (с использованием КРУЭ), поэтому при техперевооружении этих подстанций потребуются коммутационное и трансформаторное оборудование наружной установки.

3. В качестве нового поколения электротехнического оборудования для замены выбывающего должно рассматриваться использование следующего оборудования:

- силовых автотрансформаторов с улучшенными электрическими характеристиками и повышенной надежностью, сниженными суммарными потерями, оборудованных надежными РПН и надежными высоковольтными вводами;
- шунтирующих реакторов 500 кВ с бронестержневой конструкцией магнитопроводов, с пониженным уровнем потерь, аналогичных реакторов других классов напряжения;
- управляемых шунтирующих реакторов;
- элегазовых выключателей наружной установки 110 кВ и выше взамен воздушных и масляных, оборудованных приводом без использования сжатого воздуха;
- высоконадежных разъединителей напряжением 110 кВ и выше с улучшенной кинематикой и контактной системой, оборудованных малогабаритными автоматизированными двигательными приводами;

- полимерных опорных и подвесных изоляторов в распределительных устройствах на подстанциях;
- современных высоконадежных трансформаторов напряжения и тока, напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающих работу приборов учета электрической энергии с классом точности 0,2;
- взрывобезопасных ограничителей перенапряжений вместо вентильных разрядников;
- высоковольтных вводов напряжением 110 – 750 кВ повышенной надежности, в т.ч. вводов с твердой изоляцией напряжением до 220 кВ;
- современных микропроцессорных комплексов устройств релейной защиты и автоматики, цифровых осциллографов, высокочастотных постов, высокочастотной аппаратуры с микропроцессорными средствами настройки, универсальных испытательных систем типа «Реле-томограф-41 М»;
- систем управления с использованием цифровой аппаратуры и ВОЛС.

Очень важными являются задачи по разработке и созданию конструкций ОРУ 110 – 750 кВ с жесткой ошиновкой, АСУ ТП на основе микропроцессорной техники, комплексных автоматизированных систем диагностики основного электротехнического оборудования, средств механизации и прогрессивных технологий по эксплуатационному обслуживанию оборудования.

Внедрение элегазового оборудования (выключатели, измерительные трансформаторы тока) требует оснащения эксплуатационного персонала современными газотехнологическими установками для подготовки (осушки) элегаза перед заполнением оборудования.

4. Внедрение высоконадежного и дорогостоящего оборудования нового поколения позволяет на крупных подстанциях 330, 500, 750 кВ со стороны среднего напряжения 110, 220 кВ переходить на более надежные и экономичные схемы ОРУ. Так отказ от использования схемы «две системы шин с обходной» с переходом на схему «одиночная секционированная система шин с обходной» с выполнением секционирования в цепях питающих автотрансформаторов позволяет уменьшить на 5 – 10 % количество устанавливаемых выключателей и на 25 % количество разъединителей. При этом нужно иметь в виду, что стоимость четырех разъединителей соответствует стоимости одного выключателя.

Проведенные расчеты показали, что показатели надежности этой схемы на порядок выше показателей надежности схемы с двумя системами шин.

Заключение

Реализация в ближайшей перспективе вышеизложенных направлений техперевооружения позволит существенно поднять уровень надежности линий электропередачи напряжением 330 – 750 кВ, повысить эффективность работы и пропускную способность электрических сетей, нормализовать режимы их работы по уровням напряжений, существенно снизить затраты на эксплуатацию и тарифы на поставляемую потребителям электроэнергию.