



БИБЛИОТЕКА
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Серия 3

Возобновляемая
энергетика

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

СПРАВОЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ



БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Возобновляемая энергетика

**П.П. Безруких, П.П. Безруких (мл.),
С.В. Грибков**

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Справочно-методическое издание

Под общей редакцией д.т.н. П.П. Безруких



«Теплоэнергетик»

Москва, 2014

УДК 621.47
ББК 31.63
Э.65

Технический совет БЭЭ:

А.Г. Вакулко, П.А. Костюченко, В.И. Надтока, В.Л. Титов

Редакторы-координаторы БЭЭ:

А.М. Беленький, М.А. Слепцов

Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: Справочно-методическое издание / Под общей редакцией **П.П. Безруких**. — М.: «Интехэнерго-Издат», «Теплоэнергетик», 2014. — 304 с.

В книге рассмотрено современное состояние ветроэнергетики мира, динамика и перспективы ее развития. Изложены теоретические основы ветроэнергетики. Приведены основные особенности режимов работы ВЭУ и ВЭС. Приведены описания конструкций различных типов ВЭУ и схемы главных соединений ВЭУ и ВЭС. Даны текущие и перспективные оценки установленной мощности и вырабатываемой электрической энергии и их зависимость от различных факторов.

Подробно проанализированы и оценены виды воздействия ВЭУ на среду обитания человека, по сравнению с электростанциями на различных видах органического топлива. Даны ответы на часто возникающие вопросы по различным разделам ветроэнергетики. В книге содержится большой справочный материал по технико-экономическим характеристикам современных ВЭУ малой и большой мощности.

Книга рассчитана на широкий круг читателей от сельских электриков до экономистов и экологов, проектировщиков ВЭС.

© Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В., 2014 г.

© «Интехэнерго-Издат», 2014 г.

ISBN 978-5-98385-014-9

© «Теплоэнергетик», 2014 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящую книгу можно назвать пособием для тех руководителей и специалистов разного уровня органов управления субъектов Российской Федерации, а также общественных деятелей, которые в условиях дефицита топлива и бюджетных средств заняты поиском решений проблемы надежного энергоснабжения потребителей на подведомственных территориях, в первую очередь находящихся в зонах децентрализованного энергоснабжения, а также в зонах дефицитных энергосистем, подверженных ограничительным и/или аварийным отключениям.

Она является также пособием для предпринимателей, фермеров и любых частных лиц, которые ищут самостоятельно пути снижения расходов на оплату электроэнергии и обеспечения бесперебойного энергоснабжения своих предприятий.

Книга полезна людям, занимающимся сезонными работами (геологи, рыбаки, охотники, скотоводы, огородники и т.п.), живущими, как правило, без радио, телевидения и электрического освещения, а также всем, кто интересуется использованием энергии ветра.

Вместе с тем автором предпринята попытка сделать книгу учебным пособием для студентов, специализирующихся в области использования возобновляемых источников энергии, а также проектировщиков ветростанций. В связи с этим в книгу включены основные формулы по ветроэнергетике, а также большой справочный материал по современным зарубежным и отечественным ветроустановкам.

Книга написана, в основном, на базе изучения опыта строительства и эксплуатации ветроустановок и ветростанций за рубежом (по этой причине все стоимостные данные приводятся в долларах или евро), а также анализа всего, что делается в России по этой проблеме.

Книга является вторым дополненным и переработанным изданием книги П.П. Безруких, П.П. Безруких (мл.) «Ветроэнергетика». (Справочное и методическое пособие).

Авторы выражают глубокую благодарность сотрудникам А.В. Мальцевой и Е.С. Макаровой, оказавшим большую помощь в сборе материалов и подготовке рукописи к изданию.

Авторы

Глава 1.

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ

1.1. ОТ ДРЕВНОСТИ ДО КОНЦА XIX ВЕКА

Энергия ветра использовалась человеком с древнейших времен. Сначала в мореплавании вплоть до появления паровой машины, заменившей паруса на судах.

Но и ветроэнергетика имеет многовековую историю. По данным М.В. Колодина и Я.И. Шефтера, первые простейшие ветродвигатели применяли в глубокой древности в Египте и Китае. В Египте около г. Александрия до сих пор сохранились остатки каменных ветряных мельниц барабанного типа с вертикальной осью вращения, построенные еще во II–I веках до н.э. В VII веке н.э. в Персии (Иране) были построены более совершенные конструкции — крыльчатые с горизонтальной осью вращения. Несколько позднее, видимо в VIII–IX веках ветряные мельницы появились в Западной Европе и на Руси. Начиная с XIII века, ветродвигатели получили широкое распространение в Голландии, Дании, Англии и России для подъема воды, размола зерна и в качестве привода различных станков и механизмов. По другим данным (D.J. de Renzo) в XI в. ветряные мельницы широко использовались на Ближнем Востоке попали в Европу в XIII в. при возвращении крестоносцев. В средние века в Европе многие поместные права, включая и право отказа в разрешении на строительство ветряных мельниц, вынуждали арендаторов иметь площади для посева зерна около мельниц феодальных поместий. Посадки деревьев вблизи ветряных мельниц запрещались для обеспечения «свободного ветра».

В XIV в. голландцы стали ведущими в усовершенствовании конструкций ветряных мельниц и широко использовали их с этого времени для осушения болот и озер в дельте р. Рейн. Между 1608 и 1612 гг. польдер Беемстер (польдеры — низменные места, которые предполагается осушить), находившийся на три метра ниже уровня моря, был осушен с помощью 26 ветродвигателей мощностью 37 кВт каждый.

В 1582 г. в Голландии была построена первая маслобойня, использующая энергию ветра, через 4 года — первая бумажная фабрика, которая удовлетворяла повышенные требования к бумаге, обусловленные изобретением печатной машины. В конце XVI в. появились лесопильные заводы для производства лесоматериалов, импортируемых из прибалтийских стран на которых использовались ветроустановки. В середине XIX в. в Голландии использовалось для различных целей около 9 тыс. ветродвигателей.

В период промышленной революции с введением паровых двигателей использование энергии ветра в Голландии пошло на убыль. В начале XX в. здесь работало только около 2,5 тыс. ветродвигателей, а к 1960 г. менее 1 тыс. из них все еще находились в рабочем состоянии.

Голландцы внесли много усовершенствований в конструкцию ветряных мельниц и, в частности, ветроколеса. В XVI в. примитивные поперечные паруса на деревянных полках уступили место парусам, закрепленным на деревянных брусках с двух сторон маха. Позже для улучшения аэродинамической формы лопасти бруска были присоединены к ее задней кромке. В более современных конструкциях паруса были заменены тонким листовым металлом, использовались стальные махи и различные типы жалюзи и щитков для регулирования частоты вращения ветроколеса при больших скоростях ветра. Крупные ветряные мельницы заводского изготовления при больших скоростях ветра могли развивать мощность до 66 кВт.

1.2. РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ ЗА ПЕРИОД XIX В – 80-Е ГОДЫ XX ВЕКА

США. К середине XIX в. США было построено более 6 млн. малых ветродвигателей с единичной мощностью до 0,75 кВт, которые использовались для выработки электрической энергии, подъема воды и выполнения других работ.

Для подъема воды обычно использовались ветродвигатели с цельнометаллическими ветроколесами диаметром 3,7–4,9 м, вращающимися на горизонтальном валу и снабженные хвостовым оперением для ориентации ветроколеса по направлению ветра. Вал соединяется системой передач со штангой, которая совершает возвратно-поступательные движения и приводит в действие насос, установленный у основания башни. Ветроколесо такого типа диаметром 3,7 м развивает мощность около 120 Вт при скорости ветра 6,7 м/с и может поднять 160 л/мин воды на высоту около 7 м.

ВЭУ небольшой мощности выполняются обычно с двух- или трехлопастным ветроколесом крыльчатого типа, соединенным через редуктор с генератором постоянного тока. Они снабжаются также системой аккумуляции энергии, чаще всего аккумуляторной батареей. Многие ветронасосные установки используются до настоящего времени на западе США для целей водоснабжения в некоторых отдаленных местностях. Однако большинство ВЭУ были вытеснены, начиная с 1930 г., энергосистемой, обеспечившей централизованным электроснабжением большинство ферм США.

Наибольшей действующей ВЭУ была установка «Смит-Путмэн». После длительных исследований по влиянию размеров ВЭУ на ее эффективность, проведенных в 1930 г., Путмэн пришел к выводу, что для получения минимальной стоимости вырабатываемой электрической энергии требуются ВЭУ больших размеров. При участии известного аэродинамика Кармана и ряда сотрудников MIT он разработал ветродвигатель большой мощности для выработки энергии с целью питания существующей электросети Central Vermont Public Service

Company. Фирма S. Morgan Smith Company (г. Йорк, Пенсильвания) спроектировала и испытала в работе установку в начале 1940 г. Двухлопастное ветроколесо крыльчатого типа диаметром 53 м и массой 16 т развивало мощность 1,25 МВт при расчетной частоте вращения 28 об/мин.

В марте 1945 г. после периодической работы в течение нескольких лет одна из лопастей получила повреждение у втулки, где предварительно отмечались определенные деформации, которые не смогли быть устранены вследствие нехватки материалов в условиях военного времени. Всесторонние экономические исследования показали, что ВЭУ в случае ее восстановления в то время не могла конкурировать с электрическими установками обычного типа. Поэтому от ее дальнейших исследований отказались.

Дания. В конце XIX в. в Дании было около 3 тыс. ветродвигателей, которые использовались в промышленности, и около 30 тыс. ветродвигателей других типов, применявшихся для бытовых целей. Общая их мощность составляла около 200 МВт. В 1890 г. правительство Дании приступило к проведению широкой программы развития ВЭУ большой мощности. В 1910 г. было построено несколько сотен таких ВЭУ. Они имели четырехлопастные ветроколеса диаметром 23 м, установленные на башне высотой 24 м и соединенные механической передачей с электрическим генератором, расположенным у основания башни. Расчетная мощность генератора изменялась от 5 до 25 кВт.

В периоды первой и второй мировых войн энергия, вырабатывавшаяся ВЭУ такого типа, покрывала лишь небольшую часть потребности страны в электроэнергии. В этот период было установлено, что стоимость электроэнергии, вырабатываемой ими, примерно равна эквивалентной стоимости топлива, потребляемого дизельной электрической установкой.

После второй мировой войны датчане разработали и испытали три экспериментальные ВЭУ с установленной мощностью 12, 45 и 200 кВт, предназначенные для работы в энергосистеме. Они успешно эксплуатировались до 1960 г. Разработка проекта была приостановлена, когда выяснилось, что стоимость вырабатываемой электроэнергии примерно вдвое превышала в то время эквивалентную стоимость энергии теплового двигателя.

Великобритания. В конце 40-х и в течение 50-х годов значительные работы по созданию ВЭУ проводились в Великобритании. Измерения характеристик ветра были проведены в этот период в 100 местах на Британских островах.

В 1950 г. компания Vorth Scotland Hydroelectric Board провела разработку экспериментального ветродвигателя, установленного на Оркнейских островах. ВЭУ была рассчитана на мощность 100 кВт при скорости ветра 15,6 м/с. Она работала непродолжительное время в 1955 г. совместно с дизельной электростанцией, но использование ее было прекращено из-за трудностей, возникших при эксплуатации.

В 1950 фирма Enfield Cable Company разработала оригинальные ВЭУ типа Андро мощностью 100 кВт и установила их в Великобритании и в Алжире. Установка имела полую башню высотой 26 м и ветроколесо диаметром 24 м с пустотелыми лопастями, снабженными выходными отверстиями на концах. За счет возникающего перепада давлений воздух, поступающий через отверстия у основания башни, перемещается вдоль башни через расположенную турбину и выбрасывается через отверстия на концах лопастей. Установлено, что эффективность ВЭУ с пневматической передачей мощности мала по сравнению с установками, снабженными ветроколесами обычного типа с горизонтальной осью вращения.

Франция. В период 1958–1966 гг. во Франции построено и работало несколько крупных ВЭУ. К ним относятся три установки с горизонтальной осью вращения трехлопастного ветроколеса крыльчатого типа, которые работали близ Парижа с перерывами с 1958 по 1963 г. Первая из них была рассчитана на мощность 800 кВт при скорости ветра 16,5 м/с. Ветроколесо диаметром 30 м, генератор и система передач общей массой 160 т были размещены на башне высотой 30 м. ВЭУ была снабжена синхронным генератором напряжением 3 кВ с частотой вращения 1000 об/мин при постоянной частоте вращения ветроколеса 47 об/мин и работала на общую сеть 50 Гц, 60 кВ. Напряжение повышалось до 60 кВ с помощью трансформатора, соединенного с сетью линией длиной 15 км.

Две другие установки были сооружены на юге Франции. Меньшая из них с ветроколесом диаметром 21 м и частотой вращения 56 об/мин работала с асинхронным генератором с номинальной частотой вращения 1539 об/мин и развивала мощность 132 кВт при скорости ветра $v \geq 12,5$ м/с. Большая из ВЭУ с расчетной мощностью 1000 кВт при скорости ветра 16,5 м/с имела массу 97 т (вместе с башней). Удельная стоимость первой из ВЭУ составила 1155 долл./кВт, в то время как установки на юге — 1000 долл./кВт (в ценах 1960 г.). Во Франции было также построено и испытано в этот период несколько экспериментальных установок с вертикальной осью вращения.

Германия. Под руководством Хюттера в ФРГ был проведен ряд усовершенствований ВЭУ, в том числе легких ветроколес с постоянной частотой вращения и системой регулирования поворотом лопастей. Для ветродвигателей использовались легкие стеклопластиковые и пластиковые лопасти, генератор устанавливался на башне из пустотелой трубы небольшого диаметра, укрепленной проволочными оттяжками. Наибольшая из ВЭУ, развивавшая 100 кВт при скорости ветра 8 м/с, успешно работала в период 1957–1968 гг. Разработки нашли применение в некоторых наиболее совершенных ветродвигателях, строящихся до настоящего времени.

Конструкции стеклопластиковых лопастей, установленных на небольших опорах, и возможные повреждения лопастей исследовались в других странах на ветродвигателях больших размеров.

Россия и Советский Союз. До Великой Октябрьской социалистической революции в крестьянских хозяйствах России насчитывалось около 250 тыс. ветряных мельниц, которые ежегодно перемалывали половину урожая (около 33 млн. т, или 2 млрд. пудов зерна). С изобретением паровых машин, а затем двигателей внутреннего сгорания и электродвигателей старые примитивные ветряные двигатели и мельницы были вытеснены из многих отраслей и остались главным образом в сельском хозяйстве. В начале XX века русский ученый Н.Е. Жуковский разработал теорию быстроходного ветродвигателя и заложил научные основы создания высокопроизводительных ветродвигателей, способных более эффективно использовать энергию ветра. Они были построены его учениками после организации в 1918 г. Центрального аэрогидродинамического института (ЦАГИ). Советские ученые и инженеры теоретически обосновали принципиально новые схемы и создали совершенные по конструкции ветроэнергетические установки и ветроэлектрические станции (ВЭС) различных типов мощностью до 100 кВт для механизации и электрификации процессов сельскохозяйственного производства и других целей. Большие заслуги в создании основ ветроэнергетики имеют советские ученые и специалисты Н.В. Красовский, Г.Х. Сабинин, Е.М. Фатеев, Р.В. Секторов, К.П. Вашкевич, В.В. Сидоров и др. Промышленный выпуск электродвигателей для механического привода машин был налажен в начале XX в, а электрических ветроагрегатов с генераторами небольшой мощности — примерно в 20-годах.

В 1937 г. вблизи Ялты была построена усовершенствованная ВЭС мощностью 100 кВт, находящейся от нее на расстоянии 32 км. Годовая выработка энергии составляла около 280 тыс. кВт·ч при коэффициенте использования энергии ветра 0,32. Генератор и регулирующие устройства были установлены на вершине башни высотой 30 м. Частота вращения ветроколеса регулировалась путем поворота лопастей. Башня имела наклонную опору, установленную на тележке, которая перемещалась по кольцевой направляющей для ориентации ветроколеса на ветер.

ВЭС была сооружена по проекту первопроходцев советской промышленной ветроэнергетики (Н.В. Красовский, В.В. Уткин-Егоров, Р.В. Секторов, Г.Х. Сабинин), а конструкция башни принадлежит выдающемуся энциклопедически образованному инженеру России В.Г. Шухову (1853–1939 гг.). ВЭС успешно проработала 3 года вплоть до ее разрушения во время Великой Отечественной войны в конце 1941 г.

Одновременно в 30-х годах в Советском Союзе рассматривался проект создания ветроэлектрической системы мощностью 5 МВт, но он не был реализован.

В 40–50 годах XX века в СССР получило интенсивное развитие строительство ВЭС. В этот период было налажено серийное производство специали-

рованных и универсальных ветродвигателей мощностью от 0,7 до 11 кВт (от 1 до 15 л.с.), главным образом с механическими и электрическими трансмиссиями. В послевоенный период было выпущено более 40 тыс. ветродвигателей, в основном типов ТВ-8, ТВ-5, ТВ-12, ВЭ-2, которые с большой эффективностью применялись в колхозах и совхозах.

К концу 60–Х годов XX века в СССР были созданы новые типы более совершенных унифицированных быстроходных ветроэнергетических агрегатов (ВБЛ-3, ВПЛ-4, «Беркут», «Ветерок» и др.), в которых использовались новые типы насосов и генераторов, пневматические, электрические и др. виды приводов, более совершенные системы регулирования. Большинство ветродвигателей применялись для механизации подъема воды, особенно на пастбищах и отдельных фермах в Поволжье, на Алтае и Черных землях, в Казахстане, Туркмении, Узбекистане и других зонах, где они работали 250–300 дней в году. Разработка теоретических основ и создание новых конструкций ветроэнергетических агрегатов различного назначения проводятся во Всесоюзном НИИ электрификации сельского хозяйства, Всесоюзном НИИ электромеханики, ЦАГИ и др.), Германии (Штуттгарская школа ветроэнергетиков), США, Великобритании, Франции, Дании и др. странах.

В СССР число эксплуатируемых ветродвигателей (без самодельных) составляло 8–9 тысяч.

Второе дыхание ветроэнергетики получила после нефтяного кризиса 1972–1973 гг., когда многие развитые страны озаботились своей зависимостью от импорта нефти из арабских стран.

1.3. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА ПЕРИОДА КОНЦА XX ВЕКА – НАЧАЛА XXI ВЕКА. ЭТАПЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Помимо указанной в предыдущем параграфе причины нового витка развития ветроэнергетики — проблемы с импортом нефти, мировое сообщество серьезным образом заинтересовала другая проблема — состояние экологии планеты и, главным образом, эмиссия углекислого газа. Ветроустановки идеальным образом вписываются в состав радикальных средств решения общих проблем, стоящих перед человечеством: энергетика и экология. Впрочем, этой проблеме посвящен специальный раздел книги.

Остановимся на характеристиках указанного выше периода развития ветроэнергетики.

Внутри этого периода явственно можно выделить три этапа: I этап — 1981–1990 гг., II этап — 1991–2000 гг., III этап — 2001–2010 гг. Перспективы развития до 2020 г.

1.3.1. Ветроэнергетика первого этапа

На первом этапе (табл. 1.3.1) ветроэнергетика начинает развиваться в 15 странах. К концу этапа Америка являлась безусловным лидером по вводу мощности (1525 МВт), за ней следовали Дания (310 МВт) и Германия (60 МВт).

К середине 80-х годов относится серьезнейшая попытка возродить на новом техническом уровне ветроэнергетику Советского Союза, предпринятая Бюро Совета Министров СССР по топливно-энергетическому комплексу. Результатом сложнейшей аналитической, согласовательной и организационной работы ученых, сотрудников министерств, Комитетов и Бюро по ТЭК явилось Постановление Совета Министров СССР от 17 сентября 1987 года № 1052 «Об ускоренном развитии ветроэнергетической техники в 1989–1995 годах» (Приложение 1.1).

На одного из авторов этих строк были возложены обязанности «выпускающего» Постановление и контроль за его выполнением. Как единственный свидетель «борьбы» за подписание Постановления, свидетельствую о решающей роли в продвижении Постановления Председателя Бюро СМ СССР по ТЭК, заместителя Председателя Совета Министров СССР Бориса Евдокимовича Щербины. С его непосредственной помощью были преодолены основные трудности в согласовании документа на уровне Президиума Совмина СССР.

Сожалею, что не сохранилась копия визового экземпляра Постановления. Читатель легко может представить количество необходимых виз, поскольку перед визой Министра или Председателя Комитета, необходимо было полу-

Таблица 1.3.1

Развитие ветроэнергетики мира в 1981–1990 гг.

	Страна	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1.	Бельгия	—	—	—	—	—	—	—	—	5	5
2.	Дания	3	10	15	25	50	75	100	139	254	310
3.	Германия	2	2	2	2	3	5	7	8	10	60
4.	Греция	—	—	—	—	—	—	—	—	1	2
5.	Италия	—	—	—	—	—	—	—	—	2	4
6.	Нидерланды	—	—	—	—	—	7	16	22	33	49
7.	Испания	—	—	—	—	—	—	1	1	5	9
8.	Швеция	—	3	5	6	5	5	5	5	5	5
9.	Великобритания	—	—	—	—	—	—	3	3	6	6
10.	Канада	—	—	—	—	—	—	—	—	3	3
11.	США	10	70	240	597	1039	1222	1356	1396	1403	1525
12.	Индия	—	—	—	—	—	4	4	6	11	20
13.	Япония	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1
14.	Португалия	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2
15.	Другие	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1
	Всего	15	85	262	630	1097	1318	1494	1580	1738	2002

Источник: AWEA — Американская ветроэнергетическая ассоциация.

чить от 5 до 10 согласующих подписей. Всего в Постановлении задействовано 9 Министерств и Комитетов, АН СССР, 5 Союзных республик.

Нельзя не отметить комплексный характер Постановления, в котором предусмотрены государственные цели по выпуску ветроустановок, определена производственная база, предусмотрено соответствующее финансирование, названы конкретные исполнители, а также предусмотрены меры по преодолению существовавших в то время организационных и экономических барьеров.

В соответствии с направлениями использования ветроустановок:

На научно-производственное объединение «Ветроэн» Министерства меллиорации и водного хозяйства СССР возлагались функции головной организации по созданию и внедрению в народное хозяйство автономных ветроэнергетических установок мощностью до 100 кВт.

На Министерство энергетики и электрификации СССР возлагались функции головного министерства по проектированию, строительству и эксплуатации ветроэлектрических станций мощностью более 100 кВт, предназначенных для работы в энергосистемах, а также разработку технических требований на оборудование таких станций.

К тому времени существовало небольшое производство автономных ВЭУ. В Постановлении было предусмотрено резкое его расширение, а именно произвести ветроэлектрические установки единичной мощности до 100 кВт в 1988–1990 гг. 14,3 тыс. комплектов общей мощностью 67 МВт, а в 1991–1995 гг. — 43 тыс. комплектов общей мощностью 217 МВт.

Что касается «системных» ВЭУ, то на момент выпуска Постановления не было серьезных исследований по возможному размещению ВЭС, а также отсутствовали серьезные работы по конструкции ВЭУ, отсутствовала и производственная база.

Надо сказать, что руководство НПО «Ветроэн» оказалось не способно ни технически, ни организационно к выполнению поставленных задач, хотя и выступало одним из инициаторов в подготовке Постановления. Они решили спрятаться за непоставку Минэлектротехпромом СССР генераторов мощностью 4, 8, 16 и 30 кВт (см. приложение 2 Постановления) и, таким образом, уйти от ответственности, угробив порученное дело.

В Министерстве энергетики и электрификации СССР под руководством заместителя Министра А.Ф. Дьякова были разработаны проекты системных ВЭУ единичной мощностью 250 и 1000 кВт и проект Калмыцкой ВЭС мощностью 22 МВт. В МКБ «Радуга» (г. Дубна, Московской обл.) под руководством академика РАН И.С. Селезнева был разработан и впоследствии смонтирован на упомянутой ВЭС первый агрегат мощностью 1000 кВт. Однако, из-за недофинансирования довести ветроустановку не удалось и работы были прекращены на долгие годы. Сейчас Россия стоит перед той же проблемой — необходимостью

организации производства современных «системных» ветроустановок. Между тем в мире ветроэнергетика продолжает развиваться ускоренными темпами.

1.3.2. Ветроэнергетика второго этапа

На втором этапе (табл. 1.3.2) число стран, имеющих ветроустановки возросло, по крайней мере, до 35.

Таблица 1.3.2
Развитие ветроэнергетики мира в 1991–2000 гг. (МВт)

	Страна	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1.	Австрия	—	—	—	0,26	0,77	12	20	29	42	77
2.	Бельгия	6	6	6	5	5	5				13
3.	Великобритания	10	30	120	147	193	264	310	333	344	406
4.	Дания	418	470	490	540	630	785	954	1380	1771	2301
5.	Германия	110	183	280	643	1137	1576	1951	2875	4443	6113
6.	Греция	5	26	26	27	28	28	33	39	62	189
7.	Ирландия	—	—	—	7	7	11	21	73	73	118
8.	Испания	15	45	58	72	126	216	366	834	1542	2235
9.	Италия	5	6	10	22	23	70	120	178	283	427
10.	Нидерланды	82	105	132	153	255	305	360	361	441	446
11.	Норвегия	—	—	4	4	4	4				13
12.	Польша	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5
13.	Португалия	2	2	2	8	8	14	14	60	60	100
14.	Финляндия	-	-	5	5	6,4	11		17,4	38	38
15.	Франция	1	1	1	3	3	3	3	10	20	60
16.	Швеция	8	12	24	40	67	105	130	174	215	231
17.	Украина					1	1				40
18.	Россия					2,5	3,5	3,5	4,15	4,35	7
19.	Индия	39	51	80	120	550	829	870	992	1035	1214
20.	Китай	—	—	13	2,5	36	57	179	214	261	316
21.	Филиппины	—	—	—	—	—	—	—	—	10	20
22.	Турция	—	—	—	—	—	—	—	5	10	19
23.	Южная Корея										8
24.	Япония	2	45	5	5	10	14	21	40	68	125
25.	Египет										68
26.	Иран										11
27.	Марокко										54
28.	Тунис										11
29.	Аргентина	—	—	1	2	3	4	4	5	10	14
30.	Бразилия	—	—	—	2	2	2	2	2	10	20
31.	Карибы	—	—	3	6	6	6				
32.	Коста-Рика	—	—	—	—	10	23	23	26	46	51
33.	Мексика	—	—	—	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6		
34.	Канада	3	3	5	23	21	23	31	84	125	137
35.	США	1575	1584	1617	1656	1697	1698	1706	1848	2511	2578
36.	Австралия	—	—	—	—	3	3	3	8	15	21
37.	Новая Зеландия	—	—	—	—	1	4	10	20	30	35
	Другие страны	6	10	19	18	18	54				
	Всего	2287	2579	2901	3512	4855	6132	7136	9613	13469	17521

Источник: EWEA, WWEA.

С 1997 г. Америка утратила лидерство, на первое место вышла Германия и продолжает лидировать до 2008 г.

Общая установленная мощность ряда стран превысила 1000 МВт. Большая десятка стран в 2000 г. выглядела следующим образом: Германия (6 113 МВт); США (2 578 МВт); Дания (2 301 МВт); Испания (2 235 МВт); Индия (1 214 МВт); Нидерланды (446 МВт); Италия (427 МВт); Великобритания (406 МВт); Китай (316 МВт); Швеция (231 МВт).

1.3.3. Ветроэнергетика третьего этапа

К третьему этапу авторы относят период с 2001 по 2012 гг. При этом 2015 г. является, во многом, решающим для оценки перспектив развития ветроэнергетики, имея в виду факторы как положительного, так и отрицательного характера.

К положительным факторам следует отнести:

- желание правительств всех государств снизить зависимость от импорта энергоресурсов;
- наличие мощной промышленной базы, охватывающей достижения многих наук и технологии (материаловедение, аэродинамика, генераторостроение, приборостроение, силовая электротехника, автоматика, нанотехнологии и т.д.), образование транснациональных компаний, специализирующихся на производстве ветроустановок и строительстве ветростанций, в том числе «под ключ»;
- развитие морских ВЭС, решающих проблему выделения площадей под ВЭС, что особенно важно в ряде стран Европы и Америки;
- создание технологий, позволяющих ветростанциям вырабатывать, как активную, так и реактивную мощность, что существенно улучшает устойчивую работу энергосистем.

К отрицательным факторам следует отнести:

- кризисные явления мировой экономики, что в ряде стран снизило потребность в электроэнергии и замедлило темпы развития ветроэнергетики, хотя существенно меньше, чем в других отраслях мировой экономики;
- существование многих мифов, приписывающих ветроэнергетике несуществующие недостатки или увеличивающие значение существующих. Главный миф о дороговизне ветроустановок и электроэнергии, который опровергается многими данными, приведенными в настоящей работе, в том числе сотрудниками Мирового Банка;
- где активное, где пассивное сопротивление развитию ветроэнергетики традиционных энергетиков, преувеличивающих значение фактора непостоянства производства электроэнергии на ВЭС.

Решающее значение третьего этапа развития ветроэнергетики заключается в том, что будут ли достигнуты показатели прогноза на 2015 г. по общей установленной мощности ВЭС: в Европе — 146 ГВт, в мире — 460 ГВт.

Достижение этих показателей будет означать, что положительные факторы развития превалят над отрицательными и прогнозы развития возобновляемой энергетики на 2020 г. сбудутся с большой долей вероятности, поскольку многие положительные факторы развития ветроэнергетики весьма справедливы и для других видов ВИЭ.

Реальность достижения показателей развития ветроэнергетики мира подтверждается данными табл. 1.3.3, где приведены данные об установленной мощно-

Таблица 1.3.3

Динамика установленной мощности ВЭУ в 86 странах мира в 2007–2012 гг. (МВт)

№	Страна	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	Германия	22247,4	23902,8	25777	27191	29071	31308
2	США	16818,8	25170	35159	40180	46929	60007
3	Испания	15145,1	16740,3	19149	20623	21674	22796
4	Индия	7850	9587	11807	13065,8	16084	18421
5	Китай	5912	12210	25810	44733	62364	75324
6	Дания	3125	3160	3465	3749	3956	4162
7	Италия	2726,1	3736	4850	5797	6878	8144
8	Франция	2455	3404	4574	5970	6807	7564
9	Великобритания	2389	3287,9	4092	5203,8	6556	8445
10	Португалия	2130	2862	3357	3706	4379	4525
11	Канада	1846	2369	3319	4008	5265	6200
12	Нидерланды	1747	2225	2223	2269	2272	2391
13	Япония	1528	1880	2083	2304	2536	2614
14	Австрия	981,5	994,9	995	1014	1084	1378
15	Греция	873,3	989,7	1086	1323	1634	1749
16	Австралия	817,3	1494	1877	1880	2226	2584
17	Ирландия	805	1244,7	1310	1392	1614	1738
18	Швеция	831	1066,9	1448,2	2163	2899	3745
19	Норвегия	333	429	431	436	537	703
20	Новая Зеландия	321,8	325,3	497	506	623	623
21	Египет	310	390	435	550	550	550
22	Бельгия	286,9	383,6	548	886	1078	1375
23	Тайвань (Китай)	279,9	358,2	436	518,7	564	564
24	Польша	276	472	725	1180	1616	2497
25	Бразилия	247,1	338,5	600	920	1431	2508
26	Турция	206,8	458	801	1329	1806	2312
27	Южная Корея	192,1	278	348,4	379,3	407	483
28	Чехия	116	150	191	215	217	260
29	Финляндия	110	143	147	197	199	288
30	Украина	89	90	90	87,4	151	276,8
31	Мексика	85	85	416,8	521	569	1370
32	Коста-Рика	74	74	123	123	132	147
33	Болгария	56,9	157,5	178	500	516	684
34	Иран	66,5	82	82	100	91	91
35	Венгрия	65	127	201	295	329	329
36	Марокко	125,2	124,0	253	286	291	291
37	Эстония	58,6	78,3	142,3	149	184	269

№	Страна	2007	2008	2009	2010	2011	2012
38	Литва	52,3	54,4	91	163	179	225
39	Люксембург	35,3	35,3	35,3	44	44	45
40	Аргентина	29,8	29,8	28,7	54	113	167
41	Латвия	27,4	26,9	28,5	30	48	68
42	Филиппины	25,2	25,2	33	33		
43	Ямайка	20,0	20,0	54	29,7		
44	Гваделупа	20,5	20,5	20,5	20,5		
45	Тунис	20,7	20,7	29,7	54	54	104
46	Чили	20,1	20,1	167,6	170		
47	Колумбия	19,5	19,5	20	20		
48	Хорватия	17,2	18,2	26,7	89	131	
49	Южная Африка	16,6	21,8	8,0	10		
50	Россия	16,5	16,5	14	9,0	9,0	
51	Гвиана	13,5	13,5	13,5	13,5		
52	Румыния	7,8	7,0	14	462	982	1905
53	Израиль	6,0	6,0	6,0	6,0		
54	Словакия	5,0	6,0	6,0	3,0	3,0	3,0
55	Фаросские острова	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0	
56	Эквадор	3,1	4,0	2,5	2,5		
57	Кейп Верди	2,8	2,8	2,8	2,8	24	24
58	Хорватия	17	18	28	89	131	179
59	Куба	2,1	7,2	7,2	11,7		
60	Иордания	1,5	1,5	1,5	1,5		
61	Мартиника	1,1	1,1	1,1	1,1		
62	Белоруссия	1,1	1,1	1,9	1,9		
63	Индонезия	1,0	1,2	1,4	1,4		
64	Эритрея	0,8	0,8	0,8	0,8		
65	Перу	0,7	0,7	0,7	0,7		
66	Уругвай	0,6	20,5	20,5	30,5	43	52
67	Казахстан	0,5	0,5	0,5	0,5		
68	Намбия	0,5	0,5	0,5	0,2		
69	Антальские острова	0,3	0,3				
70	Сирия	0,3	0,4	0,4	0,4		
71	Северная Корея	0	0,2	0,2	0,2		
72	Боливия	0,01	0,01	0,01	0,01		
73	Пакистан	0	6,0	6,0	6,0	6,0	56
74	Монголия	0	2,4	1,3	1,3		
75	Венесуэла	0	0	0	0	0	12
76	Кипр	0	0	0	82	134	
77	Швейцария	11,6	13,6	17,6	42	45	50
78	Никарагуа	0	0	40	40	62	102
79	Вьетнам	0	1,3	8,8	31		
80	Эфиопия	0	0	0	0	0	52
81	Нидерландские Антиллы	12,3	12,3	24,3	24,3		
82	Антарктика	0	0,6	1,6	1,6		
83	Фолклендские острова	1,0	1,0	1,0	1,0		
84	Доминиканская Республика	0	0,2	0,2	0,2		
84	Доминика	0	0,2	0,2	0,2		
86	Алжир	0	0,1	0,1	0,1		
	Итого	93926,8	121187,9	159766,4	196629,7	238050	282587

Примечание. По данным авторов установленная мощность действующих ВЭС в России в 2007 и 2008 годах составила 10,3 МВт.

Источник: WWEA, EWEA 2008 e 2013 world wind Energy Report, GWEC, 2013

сти в 2007–2012 гг. и последующими таблицами. Число стран, имеющих ветроустановки, достигло 84, в 19 странах общая установленная мощность в 2012 г. превысила 1500 МВт и еще в четырех странах превысила 1000 МВт. Большая десятка стран на конец 2012 г. выглядит следующим образом: Китай (75 324 МВт), США (60 007 МВт), Германия (31 308 МВт), Испания (22 796 МВт), Индия (18 421 МВт), Франция (7 564 МВт), Италия (8 144 МВт), Великобритания (8 445 МВт), Канада (6 200 МВт), Португалия (4 525 МВт). Некогда ведущая страна Дания (41 620 МВт) на 11 месте.

Как известно, Европейский Союз предполагает достичь к 2020 г. доли производства электроэнергии на базе ВИЭ равной 20 % от общего производства. В соответствии с этим перед каждой страной Европейская Комиссия поставила определенные задачи по доле ВИЭ в производстве электроэнергии. Ведущая роль в достижении этого показателя принадлежит ветроэнергетике.

На рис. 1.3.1–1.3.3 (см. цв. вкл.) приведены показатели доли ветроэнергетики в общем потреблении в странах ЕС в 2007 и 2011 годах. Читатель может легко проследить динамику показателя по разным странам. Прежде всего, следует отметить увеличение доли ветра в потреблении электроэнергии в Европе с 3,78 % в 2007 г. до 6,3 % в 2011 г., т.е. в 1,7 раза.

Вызывает уважение показатели доли ветра в производстве электроэнергии ряда стран: Дании (25,9 %), Испании (15,9 %), Португалии (15,6 %), Германии (10,6 %).

Следует отметить также существенно положительную динамику ряда стран за прошедших четыре года. Так доля ветра в производстве электроэнергии увеличилась: в Швеции (с 1,27 до 4,5 %), Великобритании (с 1,28 до 4,5 %), Греции (с 3,67 до 5,2 %), Нидерландах (с 3,4 до 4,4 %), Италии (с 1,7 до 4,2 %), Литве (с 1,1 до 3,0 %), Франции (с 1,21 до 2,8 %), Румынии (с 0,03 до 3,7 %).

Далее на рис. 1.3.4, 1.3.5 (см. цв. вкл.) приводится динамика роста установленной мощности ВЭУ в Европе и мире, а также динамика годового ввода ВЭУ. За 2012 г. на момент написания книги имелись лишь предварительные оценки, основанные на весьма убедительных данных: отчетных показателях за первую половину 2013 г. и данных по сооружаемым ветростанциям, окончание строительства которых намечено на 2013 г. («Worldwide Wind Energy Statistics». Half-Year Report 2012)

Как видим, за годы третьего периода развитие ветроэнергетики (2001–2012 гг.) установленная мощность ВЭУ в Европе увеличилась с 17 438 до 109 581 МВт, т.е. в 6,28 раза, а в мире с 24 390 до 282 587 МВт, т.е. в 11,56 раза.

При этом среднегодовой процент прироста мощности в Европе составил 17,8 %, а в мире — 24,6 %.

За этот же период годовой ввод мощности ВЭУ в Европе увеличился с 4 611 до 12 744 МВт, т.е. в 2,76 раза, а в мире с 5 950 до 40 535 МВт, т.е. в 6,81 раз.

1.4. ПРОГНОЗЫ И РЕАЛЬНОСТИ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

1.4.1. Долгосрочные и среднесрочные программы и сценарии

Ветроэнергетика к началу XXI века стала полноправной и заметной областью электроэнергетики. Учитывая успехи отдельных стран международные организации: Европейская ветроэнергетическая ассоциация (EWEA), Форум по энергетике и развитию (Forum for Energy and Development) и Международный Гринпис (Greenpeace International), выдвинули программу «Wind Force 10», цель которой: достижение 10 процентов доли ветроэнергетики в мировом производстве электроэнергии в 2020 г. (табл. 1.4.1). При этом предполагалось, что общее производство электроэнергии в мире увеличится с 14 919 ТВт·ч в 1999 г. до 27 351 ТВт·ч в 2020 г., т.е. почти в 2 раза. На момент появления программы ее цель многим специалистам казалась нереальной. Однако мониторинг программы, проведенный авторами, показывает, что за период с 1999 по 2010 гг. развитие ветроэнергетики идет с опережением намеченных темпов. Так по программе в 2010 г. установленная мощность должна быть 181 252 МВт, фактически она составила 196 692 МВт (табл. 1.4.1).

В 2004–2005 гг. авторы программы «Wind Force 10» решили, что условия развития ветроэнергетики мира позволяют поставить более амбициозную задачу — достижение в 2020 г. доли ветроэнергетики в мировом производстве электрической энергии равной 12 %, соответственно программа получила название «Wind Force 12».

Таблица 1.4.1

Программа «Wind Force 10»

Годы	Процент роста в год, %	Годовой ввод мощности, МВт	Общая установленная мощность на конец года, МВт		Годовое производство электрической энергии на ВЭС, ТВт·ч	Годовое потребление электрической энергии в мире, ТВт·ч	Доля ветровой электрической энергии, %
			прогноз	факт*			
1999	20	3120	13273	13520	29,1	14919	0,19
2000	20	3744	17017	18449	37,3	15381	0,24
2001	20	4493	21510	23794	47,1	15858	0,30
2002	20	5391	26901	30278	58,9	16350	0,36
2003	20	6470	33371	39357	73,1	16857	0,43
2004	30	8411	41781	46880	91,5	17379	0,53
2005	30	10939	52715	59084	115,4	17918	0,64
2006	30	14214	66929	74223	146,6	18474	0,79
2007	30	18478	85407	94123	187,0	19046	0,98
2008	30	24021	109428	121188	268,4	19937	1,37
2009	30	31228	140656	159766	245,0	20245	1,70
2010	30	40596	181252	196692	444,6	20873	2,13
2015	20	94304		537059	1333,8	23894	5,58
2020	10	150000		1209466	2966,6	27351	10,86
2030	10	150000		2545232	6242,9	33178	18,82
2040	10	150000		3017017	7928,7	38509	20,60

Источник: Программа «Wind Force 10», *EWEA, WWEA.

Задачи, поставленные этой программой для различных континентов планеты, представлены в табл.1.4.2. По этой программе установленная мощность ВЭС в мире в 2020 г. должна составить 1 254 ГВт, против 1 209 ГВт по программе «Wind Force 10».

Цели программы «Wind Force 12» были серьезно восприняты всеми ветроэнергетическими ассоциациями стран, хотя единодушия в прогнозах различ-

Таблица 1.4.2

Программа «Wind Force-12». Достижение к 2020 г. за счет ветровой энергии 12 % мирового производства электроэнергии. Прогнозные данные по регионам мира

	ОЕСД Европы	Страны с переходной экономикой	Китай	Восточная Азия	ОЕСД Тихого океана	Южная Азия	Средний Восток	Африка	Латинская Америка	ОЕСД Северной Америки	Мир
Установленная мощность в 2020 г., ГВт	230	130	170	70	90	50	25	25	100	310	1254,030
Производство электроэнергии на ВЭС в 2020 г., ГВт·ч	626	318,9	416,9	171,5	230,1	122,6	61,3	61,3	245,2	800	3054
Предотвращение эмиссии CO ₂ , млрд.т/год	375,6	221,6	325,2	133,9	138,1	95,6	36,8	36,8	147,1	480	1832
Инвестиции за период до 2020 г., млрд. евро	130,6	79,8	104,7	43	51,1	30,8	14	15,4	61,4	176,1	706,9
Годовой ввод мощности, ГВт	15	22	30	10	10	18	3	3	17	30	158,728
Занятость тыс. рабочих мест в год	222	325,6	444	148	148	266,4	44,4	44,4	251,8	444	2300

Примечание. Удельная стоимость установленной мощности в 2020 г. — 512 евро/кВт. Себестоимость электроэнергии от ВЭС в 2020 г. — 2,45 евроцент/кВт·ч

ОЕСД Европы — ЕС-15 плюс Чешская республика, Венгрия, Исландия, Норвегия, Швейцария и Турция; Страны с переходной экономикой: Албания, Болгария, Румыния, Словацкая республика, бывшая Югославия, бывший СССР и Польша;

Восточная Азия: Бруней, Дем. республика Корея, Индонезия, Малайзия, Филиппины, Сингапур, Республика Корея, Тайвань, Таиланд, Вьетнам и некоторые малые страны, включая Полинезийские острова;

ОЕСД Тихого океана: Япония, Австралия, Новая Зеландия;

Южная Азия: Индия, Пакистан, Бангладеш, Шри Ланка и Непал;

Средний Восток: Бахрейн, Иран, Ирак, Израиль, Иордания, Кувейт, Ливан, Оман, Катар, Саудовская Аравия, Сирия, Объединенные Арабские Эмираты, Йемен;

Африка: Большинство африканских государств;

Латинская Америка: все центральные и южные государства;

ОЕСД Северной Америки: США и Канада.

**Шесть сценариев прогнозов развития ветроэнергетики Европейского Союза.
Установленная мощность ВЭС, ГВт**

№ п/п	Сценарий	2010 г.	2020 г.	2030 г.
1.	Сценарий МЭА. Средние темпы развития возобновляемой энергетики, 2004 г.	75	145	202
2.	Цели ЕС, определенные в Геттенбурге, 2004 г.	80	145	214
3.	Суммарный ЕС: умеренное развитие возобновляемой энергетики и интенсивно-энергетической эффективности	75	121	163
4.	Сценарий ЕС высокие темпы развития ВИЭ 2006 г.	111	209	275
5.	Сценарий ЕС, высокие темпы развития ВИЭ и энергетической эффективности, 2006 г.	107	190	252
6.	Сценарий Европейской ветроэнергетической ассоциации, 2003 г.	80	180	300

Источник: Pure Power — wind energy scenarios up to 2030.

**Доля ветроэнергии в производстве электроэнергии в странах Европейского Союза.
Состояние и перспективы.**

	2005 факт	2010	2020	2030
Производство электроэнергии на ВЭС, ТВт-ч	83	179	510	974
Производство электроэнергии в странах ЕС по базовому сценарию развития, ТВт-ч	3013	3483	4006	4367
Доля ветровой энергии в производстве электрической энергии по базовому сценарию, %	2,8	5,1	12,7	22,3
Производство электроэнергии в странах ЕС по сценарию энергоэффективности, ТВт-ч	3013	3314	3250	3218
Доля ветровой энергии в производстве электрической энергии по эффективному сценарию, %	2,8	5,4	15,7	30,3

Примечание. Доля ВЭС в странах ЕС составила 7 % в общем производстве электроэнергии в 2012 г. (Источник: Eurelectric (2005) and European Commission).

Состояние выполнения прогнозов развития ветроэнергетики некоторых стран мира

№ п/п	Страна	Установленная мощность ВЭУ, МВт				
		2005 г. факт.	2007 г. прогноз.	2010 г. прогноз.	2010 г. факт.	
					МВт	% выполнения прогноза
1	Швеция	510	788	2522	2163	85,7
2	Великобритания	1353	2389	7500	5203	69,4
3	Италия	1717	2726	7000	5793	82,7
4	Ирландия	496	805	1600	1392	87,0
5	Греция	573	871	2550	1323	51,9
6	Франция	757	2454	2550	5970	234
7	Канада	683	1846	1000	4008	400
8	Австралия	819	824	5000	1880	37,6
9	Индия	4400	8000	10000	13066	130
10	Китай	1260	6050	20000	44733	224
11	Япония	1040	1538	3000	2304	76,8
Всего				62722	87835	140

Источник: EWEA aims for 20 % of Europe's electricity by 2030, Winddirection – November/December, 2006.

ных энергетических организаций не наблюдается. О чем можно убедиться анализируя данные табл.1.4.3.

Как показано в табл.1.4.3, прогнозы 2004–2006 гг. величины установленной мощности ВЭС по различным сценариям более или менее сходятся на уровне 2010 г., но значительно отличаются на 2020 г. и существенно отличаются на 2030 г. Так по сценарию EWEA установленная мощность ВЭС в Европе в 2030 г. достигнет 300 ГВт, а по остальным сценариям на 50–100 ГВт меньше. Небезынтересно отметить, как изменялся прогноз развития в самой Европейской ветроэнергетической ассоциации. На 2010 г. EWEA полагала достигнуть: в 1997 г. — 40 ГВт, в 2000 г. — 60 ГВт, в 2003 г. — 75 ГВт, а затем 80 ГВт. Фактически в 2010 г. установленная мощность ВЭУ в Европе составила 86,6 ГВт, т.е. превзошла самые смелые прогнозы EWEA. Не случайно Европейский Союз принял общие цели по развитию ветроэнергетики — достижения 12 % в производстве электроэнергии в 2020 г. (табл. 1.4.4).

Уже к 2010 г. доля ветроэнергетики в производстве электроэнергии в странах ЕС — 25 достигла 5 %. Реальность достижения этой цели не вызывала сомнения, если иметь ввиду цели, которые поставили разные страны на 2020 г. Как показано в табл. 1.4.5 в целом ряде случаев за 5 лет запланировано увеличение установленной мощности ВЭС в 5–15 раз. Причем эти планы являются суммой либо заключенных контрактов, т.е. имеют высокую вероятность осуществления.

Отличительной особенностью развития ветроэнергетики последнего десятилетия является быстрое развитие морских ВЭС (offshore WT), в связи с тем, что в Европе земли на суше явно недостаточно. Как показано в табл.1.4.6 в период 2003–2010 гг. морские ВЭС должны были получить мощное развитие особенно, в Германии и Великобритании.

Фактическая динамика установленной мощности морских (оффшорных) ВЭС приведена в табл.1.4.7. Как видим, прогноз на 2010 г. оказался слишком оптимистичным. Вместо ожидаемой общей установленной мощности 9 350,2 МВт, фактически установленная мощность составила 3 117,6 МВт, т.е. 33,3 % от прогноза. Но 2010 г. это промежуточный этап. Как будут обстоять дела на «финише», мы сможем оценить в 2015 г. (табл. 1.4.6). Вероятность преодоления отставания ввода морских ВЭС довольно велика, имея в виду создание мощных морских ветроустановок, а также строящиеся морские ВЭС Европы.

Представляет интерес динамика количества ветроустановок в Европейском Союзе за последние 20 лет. Общее количество ветроустановок в 2010 г. составило 71 620, в том числе морских — 1 132. Также видно, что морские ВЭС начали интенсивно развиваться с 2003 г. (табл. 1.4.8).

Состояние и перспективы строительства морских (offshore) ВЭС

п/п	Страна	Установленная мощность, МВт			
		на конец 2002 г.	на конец 2008 г.	в период 2003–2010 гг.	планы до 2015 г.
1	Бельгия	0	30	216	1446
2	Великобритания	124	590,8	1872,8	8755,8
3	Германия	0	12	1795,5	10927,5
4	Дания	397,9	409,15	648,4	1276
5	Ирландия	25	25,2	547	1603,2
6	Испания	0	0	20	1976,4
7	Италия	0	0,08	162	827,08
8	Канада	0		20	—
9	Нидерланды	18,8	246,8	246,8	2833,8
10	Норвегия	0	0	3	1553
11	Польша	0		120	533
12	США	0		472,5	—
13	Франция	0		105	1070
14	Финляндия	0	24	207	1330
15	Швеция	23,3	133,3	298,3	3312
Итого				9350,2	37443,78

Источники: 1. Renewable Energy World, July-August, 2005 г. 2. EWEA. The current status the wind industry. 2003 г. 3. Bimonthly Magazine – July/August 2003 г. 4. German Wind Energy Association (BWE). 5. EWEA. Offshore Statistics January 2009.

Таблица 1.4.7

Установленная мощность морских ВЭС в Европейском Союзе в 2008–2010 гг.

№ п/п	Страна	Общая установленная мощность оффшорных ВЭС в 2010 г., МВт	Ввод мощности оффшорных ВЭС в 2010 г., МВт	Прирост мощности в 2010 г. в % к 2009 г.	Общая установленная мощность оффшорных ВЭС в 2009 г., МВт	Общая установленная мощность оффшорных ВЭС в 2008 г., МВт
1	Великобритания	1341	653	94,9	688	574
2	Дания	854	190,4	28,7	663,6	426,6
3	Нидерланды	249	2	0,8	247	247
4	Бельгия	195	165	550,0	30	30
5	Швеция	164	0	0,0	164	134
6	Китай	123	100	434,8	23	2
7	Германия	108,3	36,3	50,4	72	12
8	Финляндия	30	0	0,0	30	30
2	Ирландия	25	0	0,0	25	25
10	Япония	16	15	1500,0	1	1
11	Испания	10	0	0,0	10	10
12	Норвегия	2,3	0	0,0	2,3	0
Всего		3117,6	1161,7	59,4	1955,9	1491,6

Источник: WWEA, World Wind Energy Report, 2010.

Таблица 1.4.8

Динамика количества ветроустановок в Европейском Союзе в 1991–2010 гг.

Год	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Наземные ВЭС	4929	5946	7249	8473	10263	12248	14591	17319	21708	26330
Морские ВЭС	11	11	11	15	25	53	53	58	58	60
Всего	4940	5957	7260	8488	10288	12301	14644	17377	21766	26390

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Наземные ВЭС	30223	34332	37954	42506	46613	51173	55933	61248	65993	70488
Морские ВЭС	87	172	288	326	356	387	498	627	827	1132
Всего	30310	34504	38242	42832	46969	51560	56431	61875	66820	71620

Таблица 1.4.9

Краткосрочный прогноз 2010 г. ввода мощности ВЭУ и роста установленной мощности в Европе и мире, МВт

	2012 оценка факт	2013	2014	2015
<i>Европа</i>				
Годовой ввод мощности	<u>10933</u> 12744	12000	13000	15000
Установленная мощность, всего	<u>106000</u> 109581	118000	131000	146000
<i>Мир</i>				
Годовой ввод мощности	<u>35773</u> 44799	47000	60000	80000
Установленная мощность, всего	<u>273000</u> 282587	320000	380000	460000

Источник: EWEA, WWEA, 2010 г.

В 2010 г. среднесрочный прогноз, составленный с учетом кризисных явлений и представленный в табл. 1.4.9, отличается от программы «Wind Force-10». По той программе в 2015 г. установленная мощность должна равняться 537 059 МВт, а по прогнозу в табл. 1.4.9 — 460 000 МВт, что составляет 85 % от первоначальных планов. *Во всяком случае, 2015 г. во многом явится «моментом истины» в развитии возобновляемой энергетики и возможное замедление темпов развития ветроэнергетики будет компенсировано высокими темпами развития фотоэлектрических станций.*

1.4.2. К вопросу о сравнении ВЭС и АЭС

Ветроэнергетика на современном этапе не претендует на альтернативу атомной энергетике, хотя в Европейском Союзе такие мнения характерны для значительного количества политических деятелей и общественности. Однако,

претензии ветроэнергетики на «равноправие» этих двух отраслей энергетики вполне справедливы. Европейская Ветроэнергетическая Ассоциация приводит любопытные данные по сравнению развития этих отраслей.

В табл.1.4.10 приведены данные по вводу мощности на АЭС и ВЭС с 2001 по 2010 гг. На АЭС введенная мощность составила 26,1 ГВт, а на ВЭС — 180,4 ГВт.

С учетом известного различия в коэффициентах использования установленной мощности и на АЭС (составил 0,82) и ВЭС (составил 0,245), производство электроэнергии на ВЭС от вновь введенной мощности (388 ТВт·ч) почти в два раза превысило производство на АЭС (187 ТВт·ч) на вновь введенной мощности (табл.1.4.11). И, наконец, энергия, выработанная на вновь введенной мощности ВЭС, как бы предотвратила ввод 67 атомных реакторов (табл.1.4.12).

При сравнении АЭС и ВЭС следовало бы учитывать еще несколько соображений.

Таблица 1.4.10

Годовой ввод мощности на ВЭС и АЭС в 2001–2010 гг. в Европейском Союзе

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Всего
Вновь установленная мощность на АЭС, ГВт	2,7	5,0	1,7	4,8	3,9	1,4	1,8	0,0	1,1	3,7	26,1
Вновь установленная мощность на ВЭС, ГВт	6,5	7,3	8,1	8,2	11,5	15,2	19,9	26,6	38,8	38,3	180,4

Таблица 1.4.11

Годовое производство электроэнергии на ВЭС и АЭС за счет дополнительного ввода мощности

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Всего
Производство электроэнергии на АЭС за счет ввода новых мощностей, ТВт·ч	19	36	12	34	28	10	13	0	8	27	187
Производство электроэнергии на ВЭС за счет ввода новых мощностей, ТВт·ч	14	16	17	18	25	33	43	57	83	82	388

Таблица 1.4.12

Эквивалентное количество реакторов АЭС, производство электроэнергии на которых соответствует производству на дополнительно введенной мощности на ВЭС

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Всего
Эквивалентное количество реакторов	2,4	2,8	3,0	3,1	4,3	5,7	7,5	10	14,4	14,3	67,5

Примечание. В расчетах средняя мощность реакторов принята 800 МВт.

Источники: EWEA, European Wind Energy Report, 2011.

Первое из них касается влияния аварий на окружающую среду и жизнедеятельность населения. Ни при каких обстоятельствах и природных катаклизмах, аварии на ВЭС не могут вызвать техногенную катастрофу. Тогда как аварии на АЭС с выбросом радиоактивных веществ, являются реальной опасностью с катастрофическими последствиями. Достаточно вспомнить аварию на Чернобыльской АЭС (СССР) и АЭС «Фукусима» (Япония), приведшие к катастрофическим последствиям.

Второе соображение касается планового или внепланового выхода из работы АЭС и ВЭС. Мощность серийных энергоблоков на АЭС составляет порядка 1000 МВт. И его выход из работы — это потеря значительной мощности в энергосистеме (1000 МВт). Эквивалентная по мощности ветростанция с единичной мощностью ВЭС по 2,5 МВт будет состоять из 400 ветроустановок, а с учетом коэффициента использования установленной мощности — 1320 ветроустановок. Невозможно себе представить одновременный выход из строя такого количества ВЭУ в каких-либо природных катаклизмах, не говоря уже об аварии в сетях, которые бы привели к одновременному выходу из строя такого количества ВЭУ. А плановые остановки даже десятка ВЭУ не будут оказывать существенного влияния на общую выдаваемую мощность ВЭС. Впрочем, этот вопрос относится к проблеме «распределенная» энергетика, как один из существенных ее элементов.

Третье соображение относится к требованиям к энергосистеме со стороны АЭС и ВЭС. Известно, что АЭС «не любит» менять режим и работает по постоянному графику. Энергосистема обязана иметь мощности для покрытия пиковой части графика нагрузки.

А ВЭС наоборот имеет переменный график выдачи мощности и требует наличия в энергосистеме мощности демпфирующие изменения выдачи мощности от ВЭС. Как показывает практика, эти демпфирующие дополнительные мощности достаточно малы. Подробно этот вопрос рассмотрен в гл.7.

1.4.3. Общие итоги развития ветроэнергетики Европейского Союза на конец 2010 г.

- Установленная мощность ВЭУ — 84,3 ГВт, наземных — 81,4 ГВт, морских (оффшорных) — 2,9 ГВт;
- ввод новой мощности в 2010 г. — 9,3 ГВт, наземных — 8,4, морских — 0,9 ГВт;
- годовые инвестиции — 12,7 млрд. евро, в наземные ВЭУ — 10,1 млрд. евро, в морские — 6,2 млрд. евро;
- доля ветроэнергетики в общем потреблении электроэнергии составила 5,3 %;

- ввод мощности ВЭС в 2010 г. составил 17 % от ввода всех видов электростанций (всего 55,36 ГВт, ВЭС — 9,3 ГВт);
- общая мощность ВЭС составила около 10 % (86,647 ГВт) от общей мощности ЕС (876,9 ГВт);
- на ВЭС произведено 181,7 ТВт·ч электроэнергии, 171,1 ТВт·ч на наземных и 10,6 ТВт·ч на морских ВЭС, что эквивалентно электроснабжению 48,3 млн. домохозяйств (согласно ЕС PRIME model, среднее потребление домохозяйством равно 3,76 МВт·ч в 2010 г.), средний коэффициент использования установленной мощности ВЭС составил 0,246;
- предотвращение эмиссии CO₂ в объеме 126,4 млн. тонн ежегодно, что составляет 35 % от обязательств EU-15 по Киотскому протоколу;
- предотвращение платы за эмиссию CO₂ в объеме 3,2 млрд. евро (из расчета 25 евро за тонну выбросов CO₂);
- предотвращение инвестиций на оплату топлива в объеме 6,5 млрд. евро из расчета 79,52 долл. за баррель.

За период с 2000 по 2010 гг. произошли существенные изменения в структуре установленной мощности Европейского Союза. Существенно увеличилась мощность тепловых электростанций на газе, ВЭС и ФЭС и уменьшилась мощность на АЭС, электростанций на угле и нефтепродуктах. Добавленная мощность (нетто) за 10 лет составила 200,245 ГВт. Конкретные данные выглядят следующим образом.

Ввод мощностей составил: на газе 118,2 ГВт, ВЭС — 75,7 ГВт, ФЭС — 28,8 ГВт, крупные ГЭС — 3,1 ГВт, ТЭС на биомассе — 2,9 ГВт, на отходах — 1,7 ГВт, солнечных термодинамических электростанций — 0,6 ГВт, малых ГЭС — 0,3 ГВт, ТЭС на торфе 0,2 ГВт, ГеоЭС — 0,1 ГВт, приливных и волновых электростанций — 0,2 ГВт.

Вывод мощностей из электростанций составил: на АЭС — 7,6 ГВт, ТЭС на угле — 9,5 ГВт, ТЭС на нефтепродуктах — 13,2 ГВт.

Общая структура установленной мощности EU-25 в 2010 г. характеризуется следующими данными:

Мощность ТЭС на газе — 212,131 ГВт, ВЭС — 84,324 ГВт, ТЭС на угле — 231,050, ТЭС на нефтепродуктах — 54,735 ГВт, крупные ГЭС — 120,579 ГВт, ТЭС на биомассе — 5,851 ГВт, ФЭС — 28,943 ГВт, АЭС — 127,383 ГВт, прочие не на базе ВИЭ — 2,030 ГВт, прочие на базе ВИЭ — 10,896, всего — 876,875 (источник: EWEA, EPIA, Estela and Platts Powervision).

1.4.4. Сценарии развития ветроэнергетики ЕС на 2020 г.

Согласно Директиве по возобновляемой энергетике (Directive 2009/28 TC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources) от стран-членов Союза требовалось

Прогнозы развития ветроэнергетики стран Европейского Союза на 2020 г.

	Установ- ленная мощность в 2010 г., МВт	Мощность в 2020 г. по сценариям, МВт		Средний годовой ввод по сценариям, МВт		Производ- ство элек- троэнергии в 2010 г., ТВт·ч	Производство элек- троэнергии в 2020 г. по сценар., ТВт·ч		Общее потребле- ние электроэнер- гии, ТВт·ч		Доля ветроэнергии в об- щем потреблении, %		
		базовый	высокий	базовый	высокий		базовый	высокий	2010 г.	2020 г.	2010 г.	базовый 2020 г.	высокий 2020 г.
Австрия	1011	3500	4000	249	299	2,1	7,5	8,6	7,2	72,9	3,0	10,3	11,8
Бельгия	911	3900	4500	299	359	2,2	10,8	12,9	95,5	105,3	2,3	10,2	12,3
Болгария	375	3000	3500	263	313	0,8	7,0	8,2	39,7	36,2	2,0	18,4	21,5
Кипр	82	300	500	22	42	0,2	0,7	1,2	н.д.	6,1	н.д.	11,5	19,7
Чешская Республика	215	1600	1800	139	159	0,5	3,5	3,9	7,2	85	0,7	4,1	4,6
Дания	3798	6000	6500	220	270	9,7	14,7	18,3	37,8	38,7	25,6	37,9	47,4
Эстония	149	500	600	35	45	0,3	1,2	1,6	9,6	10,6	3,1	11,3	15,1
Финляндия	197	1500	3000	170	280	0,5	5,1	8,6	90,2	98,8	0,5	5,1	8,7
Франция	5660	23000	26000	1734	2034	11,9	60,5	70,4	528	562,7	2,3	10,8	12,5
Германия	27214	49000	52000	2179	2479	49,5	106,3	115,9	617,1	639,6	8,0	16,6	18,1
Греция	1208	6500	8500	529	729	3,0	17,4	23	69,4	78,1	4,3	22,3	29,5
Венгрия	295	900	1200	60	90	0,6	2,1	2,8	43,9	48	1,4	4,3	5,8
Ирландия	1428	6000	7000	457	557	3,9	17,5	20,4	30,1	33,7	12,9	51,9	60,5
Италия	5797	15500	18000	970	1220	11,6	34,4	40,8	359,2	394,9	3,2	8,7	10,3
Латвия	31	200	300	17	27	0,1	0,5	0,8	7,8	9,1	1,3	5,2	8,8
Литва	154	1000	1100	85	95	0,3	2,4	2,7	13,0	13,3	2,3	18,0	20,3
Люксембург	42	300	700	26	66	0,1	0,6	1,5	7,9	8,7	1,6	6,9	17,2
Мальта	0	100	200	10	20	0	0,2	0,4	н.д.	2,3	н.д.	8,7	17,4
Нидерланды	2245	9500	11400	726	916	5,0	26,9	34	123,5	135,4	4,0	19,9	25,1
Польша	1107	10500	12500	939	1139	2,4	25,3	30,0	155	183,9	1,5	13,7	16,3
Португалия	3898	7500	9000	360	510	8,5	16,8	20,2	55,4	59,7	15,3	28,1	33,8
Румыния	462	3000	3500	254	304	1,0	7,0	8,2	60,7	69,2	1,6	10,1	11,8
Словакия	3	800	1000	80	100	0	1,8	2,3	29,5	38,8	0	4,6	5,9
Словения	0,03	500	700	50	70	0	1,1	1,6	14,8	18,1	0	6,1	8,8
Испания	20676	40000	42500	1932	2182	45,4	94,1	100,8	302,7	350,4	15,0	26,8	28,8
Швеция	2163	9000	11000	684	884	4,8	23,9	28,9	148,1	158,6	3,2	15,1	18,2
Великобритания	5204	26000	34000	2080	2880	14,9	80	112	400,4	429,4	3,7	18,6	26,1
ЕС	84324	230000	265000	14568	18068	181,7	581	682,1	3390,7	3689,5	5,3	15,7	18,5

Источник: Pure Power Wind energy targets for 2020 and 2030, A report by the European Wind Association, 2011

принять директиву к исполнению и составить национальные планы действий в области возобновляемой энергии (NREAP_s — National Renewable Energy Action Plans). К 4 января NREAP_s всех 27 государств-членов были представлены Европейской Комиссии. В планах давалась оценка конечного потребления всех типов энергоносителей: как возобновляемых так и невозобновляемых по каждому году за период с 2001 по 2020 гг. В планах также была оценка доли трех важнейших секторов экономики: тепло/холод, электроэнергия, транспорт. Кроме того, устанавливались цели по использованию каждого вида ВИЭ, включая наземные и морские ВЭС.

Суммарно получилось, что установленная мощность ВЭС в 2020 г. должна составить **213 ГВт** с производством электроэнергии 495 ТВт·ч.

Общее потребление электроэнергии Европейским Союзом в 2020 г. было определено в 3 529 ТВт·ч, таким образом, доля ветра в 2020 г. составит 14 % от общего потребления.

Далее Европейская Комиссия на базе исследований национального технического Университета Athens в 2009 г. оценила установленную мощность ВЭУ в 2020 г. **222 ГВт** и производство электроэнергии — 525 ТВт·ч, а общее потребление электроэнергии — 3 690 ТВт·ч, что означало долю ветроэнергии в 14,2 % от общего потребления.

В дополнение к планам NREAP_s и оценкам Европейской Комиссии в 2009 г. EWEA провела оценку рынка ветроэнергетики во всех странах-членах ЕС и предложила для каждой стороны и Евросоюза два сценария: базовый (baseline) и «высокий» (high).

Базовый сценарий основывается на традиционном консервативном подходе Европейской ветроэнергетической ассоциации к установлению целей по ветроэнергетике. Установленная мощность ВЭУ в 2020 г. должна составить **230 ГВт**, а производство электроэнергии — 581 ТВт·ч, что составит 15,7 % от общего потребления.

«Высокий» сценарий EWEA исходит из того, что из технологий возобновляемой энергетики ветроэнергетика является наиболее доступной по средствам для стран-членов ЕС и может составить долю больше 14 %. Общая установленная мощность ВЭУ должна достичь в 2020 г. **265 ГВт**, производство электроэнергии — 682 ТВт·ч, что составит 18,4 % от общего электропотребления. Данные по странам и сценариям приведены в табл. 1.4.13.

1.4.5. Новые сценарии развития ветроэнергетики мира

Глобальный ветроэнергетический совет (Global Wind Energy Council GWEC) и международный Гринпис (Greenpeace International), разработали как указано выше прогнозы Wind Force-10 и Wind Force-12, в которых доля ветроэнергетики в общем потреблении электроэнергии к 2020 г. прогнозировалась, со-

Сценарий «Новая политика IEA» развития ветроэнергетики мира

Год	Установленная мощность всего, МВт	Годовой рост установленной мощности, %	Годовой ввод, включая выбытие, МВт	$K_{\text{нум}}$	Производство электроэнергии, ТВт·ч	Доля ветра в производстве электроэнергии, %*	Доля ветра в производстве электроэнергии, %**	Годовой объем предотвращения выбросов CO ₂ , млн т CO ₂	Всего предотвращение выбросов CO ₂ , млн т CO ₂	Удельные кап. вложения, евро/кВт	Инвестиции, евро/кВт	Рабочие места, всего
2011	238		40 594	28	583	3,5	3,5	350	1 368	1 250	50 742 000	646 751
2015	398	12	43 516	28	976	4,7	4,8	586	2 316	1 242	54 051 980	740 513
2020	587	6	35 695	28	1 439	6,0	6,4	863	6 095	1 261	45 026 673	657 651
2025	754	5	32 631	28	1 849			1 110	11 159	1 268	41 382 091	673 004
2030	918	4	33 552	30	2 412	8,0	9,0	1 447	17 522	1 267	42 494 537	705 503
2035	1 089	3	78 053	30	2 862			1 717	25 565	1 265	43 691 658	773 810
2040	1 275	3	74 606	30	3 349	9,3	10,5	2 010	35 014	1 260	49 010 602	887 524
2045	1 451	2	66 727	30	3 814			2 288	45 911	1 263	43 057 671	853 994
2050	1 623	2	68 071	30	4 264	10,3	12,3	2 559	58 162	1 263	43 580 385	915 188

П р и м е ч а н и я. * Проект потребности электроэнергии IEA. ** Проект потребности электроэнергии при энергоэффективном развитии.

Источник: Global Wind Energy Outlook, 2012. Greenpeace, GWEC, November 2012.

«Умеренный сценарий GWEO» развития ветроэнергетики мира

Год	Установленная мощность всего, МВт	Годовой рост установленной мощности, %	Годовой ввод, включая выбытие, МВт	$K_{\text{нум}}$	Производство электроэнергии, ТВт·ч	Доля ветра в производстве электроэнергии, %*	Доля ветра в производстве электроэнергии, %**	Годовой объем предотвращения выбросов CO ₂ , млн. т CO ₂	Всего предотвращение выбросов CO ₂ , млн. т CO ₂	Удельные кап. вложения, евро/кВт	Инвестиции, евро/кВт	Рабочие места, всего
2011	238		40 594	28	583	3,5	3,5	350	1 368	1 250	50 742 000	646 751
2015	425	124	52 699	28	1 043	5,0	5,1	626	2 411	1 229	64 742 320	878 083
2020	759	11	74 060	28	1 863	7,7	8,3	1 118	6 958	1 202	88 992 215	1 213 359
2025	1 160	8	84 618	28	2 846			1 708	14 284	1 185	100 313 306	1 482 937
2030	1 617	6	95 740	30	4 251	14,1	15,8	2 550	24 979	1 171	112 086 170	1 682 633
2035	2 010	4	141 830	30	5 282			3 169	39 598	1 118	158 605 978	2 365 257
2040	2 417	4	174 548	30	6 351	17,6	20	3 810	57 349	1 095	191 084 487	2 892 039
2045	2 856	3	192 464	30	7 505			4 503	78 457	1 084	208 627 623	3 059 507
2050	3 324	3	208 673	30	8 736	21,2	25,1	5 242	103 172	1 075	224 360 164	3 392 429

П р и м е ч а н и я . * Проект потребности электроэнергии IEA. ** Проект потребности электроэнергии при энергоэффективном развитии.

Источник: Global Wind Energy Outlook, 2012. Greenpeace, GWEC, November 2012.

«Передовой сценарий GWEО» развития ветроэнергетики мира

Год	Установленная мощность всего, МВт	Годовой рост установленной мощности, %	Годовой ввод, включая выбытие, МВт	$K_{иум}$	Производство электроэнергии, ТВт·ч	Доля ветра в производстве электроэнергии, %*	Доля ветра в производстве электроэнергии, %**	Годовой объем предотвращения выбросов CO ₂ , млн. т CO ₂	Всего предотвращение выбросов CO ₂ , млн. т CO ₂	Удельные кап. вложения, евро/кВт	Инвестиции, евро/кВт	Рабочие места, всего
2011	238		40 594	28	583	3,5	3,5	350	1 368	1 250	50 742 000	646 751
2015	531	24	102 349	28	1 302	6,3	6,4	781	2 690	1 168	117 884 880	1 599 173
2020	1 150	13	135 464	28	2 821	11,7	12,6	1 692	9 254	1 135	151 639 135	2 122 821
2025	1 824	8	136 804	28	4 475			2 685	20 684	1 133	154 205 510	2 380 523
2030	2 541	6	151 392	30	6 678	22,1	24,8	4 007	37 504	1 119	165 658 684	2 620 369
2035	3 199	4	220 656	30	8 408			5 045	60 750	1 075	135 227 856	2 483 133
2040	3 760	3	241 719	30	9 880	27,4	31,1	5 928	88 658	1 065	122 237 052	2 532 046
2045	4 292	3	242 250	30	11 279			6 767	120 824	1 065	119 99 0275	2 576 188
2050	4 814	2	252 339	30	12 651	30,6	36,4	7 590	157 134	1 063	118 312 093	2 730 958

Примечания. * Проект потребности электроэнергии IEA. ** Проект потребности электроэнергии при энергоэффективном развитии
 Источник: Global Wind Energy Outlook, 2012. Greenpeace, GWEC, November 2012.

ответственно, 10 и 12 %. Эти прогнозы существенно отличались от прогнозов Международного Энергетического Агенства (IEA). В 2010 г. IEA разработало более оптимистический прогноз, не удовлетворяющий, однако, ветроэнергетиков. В 2012 г. Greenpeace и GWEC опубликовали прогнозы под наименованием «Глобальная ветроэнергетическая перспектива» (Global Wind Energy outlook, 2012 — GWEO), в которых объединены один из сценариев IEA и два сценария GWEO под названием:

а) «Сценарий новой политики IEA» (IEA new politics scenario); б) «умеренный сценарий GWEO» (GWEO moderate scenario) и в) «передовой сценарий GWEO» (GWEO advanced scenario).

«Сценарий новой политики IEA» базируется на оценке текущих направлений и намерений как национальных так и международной энергетической и климатической политики, даже если они официально не подтверждены.

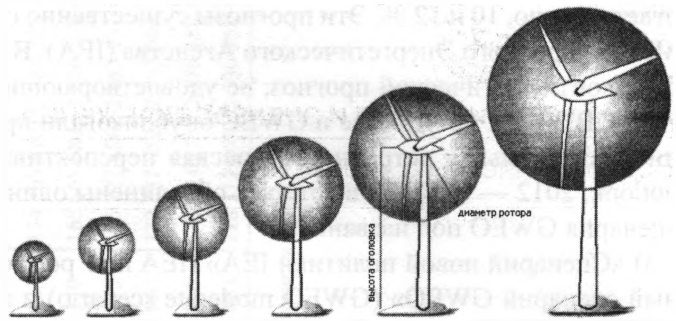
«Умеренный сценарий GWEO» основывается на многих характеристиках сценария IEA, однако принимает во внимание все политические мероприятия по поддержке возобновляемой энергетики. До 2016 г. этот сценарий базируется на годовых оценках рынка, основанных на заказах в промышленности, а также знаниях о глобальной сети, новых и появляющихся рынках. После 2016 г. весьма трудно дать точный прогноз, имея в виду глобальные неопределенности.

Передовой сценарий GWEO гораздо амбициознее предыдущего сценария и исходит из того, что остановить повышение глобальной температуры планеты ниже 2 °С можно внедряя критические технологии снижающие эмиссию углекислого газа. Ветроэнергетика в настоящее время представляется такой технологией и уровень ее развития позволяет увеличить темпы.

В табл. 1.4.14–1.4.16 приведены основные параметры указанных прогнозов. Особая ценность их состоит в том, что кроме установленной мощности и производства электроэнергии даются прогнозы удельной стоимости установленной мощности, объем предотвращения эмиссии CO₂, количество рабочих мест и другие интересные данные. Отметим также, что задача достижения к 2020 г. доли ветра в производстве электроэнергии 12 %, достигается только в передовом сценарии GWEO.

1.4.6. Технические аспекты ветроэнергетики третьего этапа

За период с 1980 по 2011 гг. единичная мощность серийных установок увеличилась с 50 кВт до 7000 кВт, соответственно увеличились и габариты установок: диаметр ротора с 15 до 164 м, а высота башни с 15 до 135 м (рис. 1.4.1, табл. 1.4.17). С ростом диаметров ротора соответственно снижается скорость его вращения: от 140–92 об/мин для малых ВЭУ и до 12–5 об/мин для ВЭУ мощностью 3 и более МВт. Снижение скорости вращения обусловлено необ-



	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007
Номинальная мощность (rated capacity), кВт	30	80	250	600	1500	5000	7000
Диаметр ротора (rotor diameter), м	15	20	30	46	70	115	164
Высота оголовка (hub height), м	30	40	50	78	100	120	135
Годовое производство электроэнергии (annual energy yield), ГВт·ч	0,35	0,95	0,40	1,25	3,5	17,0	24,1

Рис.1.4.1. Динамика основных параметров ВЭУ (Источник: German Wind Energy Association (BWEA))

Таблица 1.4.17

Классификация ВЭУ и их основные параметры

Класс ВЭУ	Диапазон мощностей, кВт		Диапазон диаметров ветроколеса, м		Диапазон скоростей вращения ветроколеса, об/мин	
	Очень малые	0,025 1,5	1 10	0,5 3,0	2,5 9,0	2000 500
Малые	20	60	10	15	140	92
	75	150	18	24	60	40
Средние	200	300	26	30	40	40
	400	500	35	40	35	30
Большие	600	750	43	48	30	30
	900	1300	50	64	32	20
Очень большие	1500	3000	70	90	20	15
	4000	5000	105	124	15	13
	6000	7500	126	164	12	5

ходимостью ограничить скорость конца лопасти, которая создает аэродинамический шум и является источником вибрации лопасти.

Так, если скорость вращения составляет 15 об/мин, то один оборот совершается за 4 с. При этом конец лопасти проходит путь, равный длине окружности, которая при диаметре 126 м равна 395 м. Отсюда скорость конца лопасти составляет 99 м/с. С увеличением мощности возрастают требования к редуктору, а значит существенно увеличивается его мощность и вес, а также требования к системе охлаждения. Стремление избавиться от редуктора привело к по-

явлению тихоходных многополосных генераторов, что в свою очередь потребовало разработку выпрямителей и инверторов на полную мощность генератора. Такие схемы ВЭУ успешно разрабатывает и реализует фирма «Энеркон» (Германия).

Такая схема ВЭУ «генератор – выпрямитель – инвертор» решает одновременно очень важную проблему — выработку реактивной энергии и, следовательно, поддержание напряжения в точке присоединения ВЭС на требуемом уровне.

Многие фирмы на ветроустановках от 1 до 4,5 МВт изготавливают ВЭУ с переменной скоростью вращения с целью повышения использования энергии ветра на 10–15 %. Это стало возможным благодаря применению так называемых асинхронизированных генераторов и соответствующих преобразователей частоты. Одновременно с ростом единичной мощности ВЭУ, существенно осложнились возможности прямого включения генератора в сеть в связи с большими токами при включении. Эта проблема решается применением теристорного пуска или пуска через преобразователь частоты.

Рост единичной мощности генераторов и стремление снизить их вес привели к появлению интенсивных воздушных и жидкостных систем охлаждения генераторов.

Получили дальнейшее совершенствование профили лопастей и системы их поворота. Наряду с гидравлическими системами поворота появились электрические с индивидуальным управлением каждой лопастью. Причем питание двигателей поворота лопастей, как правило, имеет двойное резервирование.

Поворот башни на ветер осуществляется, как правило, электрическими двигателями, число которых колеблется от одного до восьми, однако имеются конструкции с гидравлическим приводом.

Превалирующей конструкцией башни является стальная коническая труба, диаметр которой у основания достигает 5 м и более и внутри которой размещается все электротехническое оборудование, зачастую включая и повышающий трансформатор. Реже применяются решетчатые башни и совсем редко бетонные. Все сказанное выше относится к ВЭУ с горизонтальной осью вращения.

Надежды, возлагаемые на ВЭУ с вертикальной осью вращения типа Даррье и Н-ротатором, не оправдались. Экспериментальные установки этого типа мощностью 5 МВт, построенные в 90-х годах разрушились во время длительных испытаний и были признаны не перспективными.

ВЭУ малой мощности с вертикальной осью вращения типа Савониус и Даррье и их многочисленные модификации доказали свою эффективность, но их область применения не превышает 15–20 кВт.

Существенным образом усовершенствованы системы управления и защиты ВЭУ. Повысились их надежность и возможности. Крупные фирмы-изготови-

тели имеют возможность в своих центральных офисах наблюдать за работой ВЭУ, сооруженных в любой точке планеты благодаря спутниковой связи с системой управления ВЭУ.

Таким образом, можно констатировать, что конструкции ветроустановки включают в себя многочисленные новейшие достижения в большом перечне инженерных наук: аэродинамике, механике, электротехнике, машиностроении, генераторо- и турбостроении, химии, электронике, системах управления и коммуникации, метрологии.

Кроме инновационного значения ветроэнергетика обладает существенной социальной направленностью, по крайней мере, в трех аспектах.

Во-первых, ветроэнергетика способствует развитию смежных отраслей, а значит и созданию дополнительных рабочих мест;

во-вторых, ветроустановки малой мощности в комбинации с традиционными установками могут значительно повысить комфортность быта и надежность энергоснабжения в автономных энергосистемах;

в-третьих, ветроэнергосистема существенным образом снижает экологическую нагрузку от энергетики, способствуя созданию экологически чистой энергетики.

1.4.6.1. Технические данные наиболее мощных ветроустановок

Еще пять – восемь лет назад в зарубежной технической литературе обсуждалась возможность и экономическая целесообразность сооружения ветроустановки (далее «ветротурбины»), по принятой терминологии за рубежом) мощностью 10 МВт. В настоящем 2014 г. сообщается о законченных разработках таких ветротурбин. Ниже дается обзор состояния разработки ветротурбин мощностью 5 МВт и выше.

Так американской фирмой разработана ветротурбина **See Titan 10MW**. Мощность — 10 МВт, диаметр ротора — 190 м, скорость вращения — 10 об/мин, высота башни до оголовка 125 м. Принципиальным отличием ветротурбины является генератор на постоянных магнитах с высокотемпературной сверхпроводимостью обмотки статора, который прошел испытания в суровых морских условиях. Сообщается о переговорах с потенциальными партнерами для изготовления и коммерциализации этой ветротурбины.

Ветротурбина **ST10MW** разработана норвежской компанией **Swuy**. Мощность — 10 МВт, диаметр ротора — 164 м, генератор кольцевой на постоянных магнитах. Разработка длилась 7 лет: с 2005 по 2012 гг. и стоила 20 млн. долл. Фирма также ищет партнеров для коммерциализации проекта.

Французская энергетическая компания **Areva** разработала ветротурбину **Areva 8MW**. Мощность 8 МВт, диаметр ротора — 180 м, номинальная ско-

рость ветра — 12 м/с. Ветрогенератор разработана для оффшорных ветростанций Великобритании и Франции. Прототип ветротурбины планируется установить в 2015 г., а промышленное производство ожидается начать в 2018 г.

Известная датская компания Vestas разработала ветротурбину **Vestas V164-8MW**, испытание которой началось в первом квартале 2014 г. на полигоне Øserild для крупных морских ветротурбин. Основные технические данные приведены в табл. 1.4.18.

Немецкая компания Enercon в 2007 г. начала выпуск ветротурбины **Enercon E-126/7,5MW**, мощностью 7,5 МВт. Данная ветротурбина является последовательным наращиванием мощности начиная с ветротурбины мощностью 4,5 МВт — Enercon E-112/4,5 MW (2002 г.), затем мощностью 6 МВт Enercon E-12/6,0MW (2005 г.). К 2014 г. в работе находятся около 40 ветротурбин Enercon E-126/7,5MW.

Представляет интерес схема выдачи мощности: от многополюсного разделенного на четыре секции генератора кольцевого типа. Ток напряжением 400 В подается на четыре выпрямителя (расположены в гондоле), от которых кабелем постоянный ток подается на инверторы мощностью 300 кВт каждый, далее переменный ток подается на четыре трансформатора. Все это оборудование расположено в башне, диаметр которой у основания 14,5 м, наверху башня сужается до 4,5 м. Далее от трансформаторов в башне ток идет кабелем через коммутационные аппараты к трансформатору связи с энергосистемой. Основные доступные технические данные приведены в табл. 1.4.19

Южнокорейская компания Samsung Heavy Industries в 2013 г. завершила монтаж ветротурбины **Samsung S7,0-171** установленный в ветропарке Energy Park V (Шотландия). Коммерческая доступность ветротурбины ожидается в 2015 г. Основные технические данные приведены в табл. 1.4.20.

Группа компаний Suzlon-REpower разработала ветротурбину **Repower 6.2M126** для установки на суше. Ветрогенераторы данного типа установлены на

Т а б л и ц а 1.4.18

Технические данные ветротурбины Vestas V164-8MW

Номинальная мощность, МВт	8	Частота вращения ротора, об/мин	4,8÷12,8
Стартовая скорость ветра, м/с	4	Номинальная частота вращения ротора, об/мин	10,5
Номинальная скорость ветра, м/с	11	Мощность генератора, МВт	8
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25	Напряжение статора генератора, кВ	6,6
Диаметр ротора, м	164	Тип генератора	На постоянных магнитах
Количество лопастей	3	Размер гондолы (высота×ширина×длина), м	8×12×20
Ометаемая поверхность, м ²	21000	Вес гондолы, т	390
Удельная плотность мощности, м ² /кВт	2,64	Высота башни, м	98

Таблица 1.4.19

Технические данные ветротурбины Enercon E-126/7,5MW

Номинальная мощность, кВт	7580
Диаметр ротора, м	127
Высота оголовка, м	135
Класс ветротурбины	IEC/NVN
Концепция ветротурбины	Безредукторная, с переменной скоростью вращения и регулировкой угла поворота лопасти
Количество лопастей	3
Материал лопасти	Эпоксидная смола с встроенной защитой от молнии
Ометаемая поверхность, м ²	12668
Скорость вращения, об/мин	5÷11,7
Тормозная система	Три независимых системы: поворот лопасти во флюгерное положение от аварийного электропитания, механический тормоз на валу ротора, блокировка вращения ротора
Стартовая скорость ветра, м/с	3
Номинальная скорость ветра, м/с	Н/д
Буревая скорость ветра, м/с	28–34

Таблица 1.4.20

Технические данные ветротурбины Samsung S7,0-171

Номинальная мощность, МВт	7	Удельная плотность мощности, м ² /кВт	3,28
Стартовая скорость ветра, м/с	3	Тип генератора	На постоянных магнитах
Номинальная скорость ветра, м/с	11,5	Скорость вращения генератора, об/мин	400
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25	Напряжение статора генератора, В	3300
Класс ветротурбины	IEC, класс Sb/14	Тип преобразователя	ABB PCS на полную мощность
Диаметр ротора, м	171,2	Редуктор	Планетарный
Ометаемая поверхность, м ²	23020	Размер гондолы (высота×ширина×длина), м	9×18×12

береговой ветростанции Westre в Германии, Флиссингене и Westereems, береговых ветростанциях в Нидерландах и Tornton Bank II в Бельгии. Прототип ветротурбины Repower 6.2M156 (с увеличенным диаметром ротора) проходил в 2014 г. испытания на севере Германии. Технические данные Repower 6.2M126 приведены в табл. 1.4.21.

Компания Siemens разработала и провела испытания в Великобритании и Дании в 2011 и 2013 гг. ветротурбину **Siemens SWT-6.0-154**. Технические данные приведены в табл. 1.4.22. Siemens поставит 300 ветротурбин для ветровых электростанций у побережья Великобритании в период 2014–2017 гг. по со-

Т а б л и ц а 1.4.21

Технические данные ветротрубины Repower 6.2M126

Номинальная мощность, МВт	6,150	Удельная плотность мощности, м ² /кВт	2,0
Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	Редуктор	Планетарный
Номинальная скорость ветра, м/с	14,5	Количество ступеней	3
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25	Коэффициент передачи	1:97
Диаметр ротора, м	126	Тип генератора	Асинхронный с двойным питанием
Ометаемая поверхность, м ²	12469	Максимальная скорость вращения, об/мин	1170
Количество лопастей	3	Напряжение статора, В	3300
Скорость вращения ротора, об/мин	12,1	Подключение к сети	Через IGBT
Скорость вращения конца лопасти, м/с	79,8	Высота башни, м	100/117 м
Материал лопасти	Эпоксидная смола	Тип башни	Коническая стальная труба

Т а б л и ц а 1.4.22

Технические данные ветротрубины Siemens SWT-6.0-154

Мощность, МВт	6	Мощность генератора, МВт	6
Тип ротора	3-х лопастной с горизонтальной осью	Напряжение статора генератора, В	690
Позиция	«На ветер»	Частота, Гц	50
Диаметр ротора, м	154	Система поворота	Электродвигателем с редуктором и фрикционным торможением
Ометаемая поверхность, м ²	18600	Башня	Цилиндрическая или коническая труба
Диапазон скоростей вращения ротора, об/мин	5÷11	Вес гондолы, т	360 т
Регулирование мощности	Поворотом лопастей, изменением скорости вращения	Стартовая скорость ветра, м/с	3÷5
Длина лопасти, м	75	Номинальная скорость ветра, м/с	12÷14
Материал лопасти	Эпоксидная смола	Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25
Аэродинамический тормоз	Поворот на 90°, гидравлический привод	Буревая скорость ветра (3 с порыв), м/с	70 (версия IEC)
Механический тормоз	Дисковый с гидравлическим приводом	Вес гондолы, т	360
Генератор	Синхронный, с постоянными магнитами, прямой привод		

глашению с Dong Energy подписанному а июле 2012 г. на сумму 3,56 млрд. долл.

Компания Alstom Pure Torque разработала и испытала в 2012–2013 гг. два прототипа ветротурбины **Haliade 150-6MW**. На побережье Франции Alstom установит 240 ветротурбин (1,4 GW). В Германии будет установлено 58 ветро-

Таблица 1.4.23

Технические данные ветротурбины **Haliade 150-6MW**

Мощность, МВт (нетто после трансформатора)	6	Тип генератора	С постоянными магнитами, прямым приводом
Класс ветротурбины	I-V-IEC-61400-1/ IEC-61400-3	Напряжение (фазное), В	900
Стартовая скорость ветра, м/с	3	Количество фаз	3×3
Номинальная скорость ветра, м/с	Н/д	Тип преобразователя	3-х фазный AC/AC
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25 м/с	Выходное напряжение, В	900
Буревая скорость ветра, м/с	50 (средняя 10 мин) 70 (средняя 3 с)	Тип башни	Стальная труба
Диаметр ротора, м	150,95	Высота оголовка, м	100
Длина лопасти, м	73,5	Система регулирования мощности	Изменение угла установки лопасти, изменение скорости вращения
Ометаемая поверхность, м ²	17860	Нормальный рабочий диапазон температур воздуха, °С	-10÷+40
Диапазон скоростей вращения ротора, об/мин	4÷11,5	Экспериментальный рабочий диапазон температур воздуха, °С	-30÷+ 50
Скорость конца лопасти, м/с	90,8	Молниезащита	Класс 1 по IEC 62305-1

Таблица 1.4.24

Технические данные ветротурбины **Sinovel SL6000**

Мощность, МВт	6	Диаметр ротора, м	128
Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	Ометаемая поверхность, м ²	12868
Номинальная скорость ветра, м/с	13	Удельная плотность мощности, м ² /кВт	2,14
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25	Тип генератора	Асинхронный с двойным питанием
Класс	IEC I	Редуктор	Дифференциальный, с двумя валами на первой ступени

турбин в Балтийском море (проект Arcadis Ost 1). Технические данные ветротурбины приведены в табл.1.4.23.

Крупнейший китайский производитель ветротурбин Sinovel разработал и испытал в октябре 2011 г. ветротурбину **Sinovel SL6000**. Фирма получила заказ от Huaneng Group в феврале 2012 г. на поставку 17-ти ветротурбин для морского ветропарка Шанхай Lingang мощностью 102 МВт. Технические данные приведены в табл.1.4.24.

Ветротурбина **ArevaM5000**, разработанная в 2000 г., является одной из первых ветротурбин подобной мощности. Ветротурбины были установлены на ветростанции Alfa Ventus в Северном море Германии. Группа компаний Areva построила полномасштабный испытательный центр в Бременхафен (Германия). В этом городе и организовано производство ветротурбины. Компания объявила о модернизации — наращивание единичной мощности за счет увеличения диаметра ротора от 116 до 136 м. Технические данные приведены в табл.1.4.25.

Испанская фирма — производитель ветровых турбин Gamesa разрабатывает, испытывает и поставляет ветротурбины Gamesa мощностью 5 МВт для береговых и морских ветропарков. Ветротурбина **Gamesa 5,0MW** является усовершенствованной ветротурбиной Gamesa 4,5MW. В табл.1.4.26 приводятся данные всех модификаций мощных ветротурбин фирмы.

Германская фирма BARD Engineering GmbH запустила 28 апреля 2008 г. первую пятимегаваттную ветротурбину для прибрежного ветропарка на 8-ми метровой глубине в Северном море близ города Hooksieb. Ветротурбинами **BARD 5,0MW** укомплектована большая часть ветропарка у острова Боркум в Северном море мощностью 400 МВт, строительство которого началось в 2010 г. К ноябрю 2010 г. было установлено первые 10 ветротурбин. Технические данные BARD5,0 представлены в табл.1.4.27.

Несмотря на временное тяжелое финансовое положение фирма разработала ветротурбину 6,5 МВт — **BAPD 6,5**. Некоторые технические данные приведены в табл.1.4.28.

Китайская фирма HELMC Windpower ООО совместно с голландской фирмой Dagwind разработала ветротурбину **XD115 5MW**, мощностью 5 МВт. Первый экземпляр ветротурбины прошел двухгодичное тестирование (2011–2012 гг.) на полигоне Исследовательского Центра энергетики Нидерландов (TCN). Второй прототип был испытан в прибрежной зоне Китайской провинции Фуцзянь (2012–2013 гг.). Особенностью конструкции ветротурбины является отсутствие редуктора, герметическая гондола и принудительное воздушное охлаждение статора генератора, а также относительно высокая скорость вращения ротора — 18 об/мин. Основные технические данные приведены в табл.1.4.29.

Т а б л и ц а 1.4.25

Технические данные ветротрубины Avera M5000-116

Мощность, МВт	5000	Напряжение генератора, В	3300
Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	Частота, Гц	50
Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	Тип преобразователя	ABB PCS 6000
Наибольшая рабочая скорость ветра, м/с	25	Редуктор	Винтовой, планетарный
Класс ветра	IEC 1B/0 GL – Tк1	Коэффициент передачи редуктора	1+10
Диаметр ротора, м	116	Число лопастей	3
Ометаемая поверхность, м ²	10568	Длина лопасти, м	56
Удельная плотность мощности, м ² /кВт	2,11	Вес лопасти, м	16,5
Диапазон скоростей вращения ротора, об/мин	4,5+14,8	Материал лопасти	Углепластик
Вес ротора, т	112	Башня	Стальная коническая труба
Тип генератора	Синхронный, с постоянными магнитами	Высота, м	90
Мощность генератора, кВт	5260	Вес, т	350
Диапазон скоростей вращения генератора, об/мин	45,1+ 148,5	Вес гондолы, т	233

Т а б л и ц а 1.4.26

Технические данные ветротрубин Gamesa 4,5 MW и Gamesa 5,0 MW

	G128-4,5MW	Береговые		Морские	
		G128-5,0MW	G132-5,0MW	G128-5,0MW	G132-5,0MW
<i>Ротор</i>					
Диаметр, м	128	128	132	128	132
Ометаемая поверхность	12868	12868	13685	12868	13685
<i>Лопастей</i>					
Количество			3	3	
Длина, м	62,5	62,5	64,5	62,5	64,5
Материал	Композитный материал усиленный фибергласом или углепластиком				
<i>Башня</i>					
Тип	Стальная, гибридная, бетонная			Стальная	
Высота, м	85–95–120–140		95–120–140	80–94	По проекту
<i>Редуктор</i>					
Тип	Планетарный, двухступенчатый				
Коэффициент	1:37,88	1:41,405		1:41,405	
<i>Генератор</i>					
Тип	Синхронный с постоянными магнитами с модульными обмотками статора, соединенными параллельно				
Номинальная мощность, кВт	4500	5000		5000	
Напряжение, В	690	690		690	
Скорость вращения, об/мин	448	490		490	
КПД	0,9 CAP – 0,9 IND			0,9 GOP – 0,9 IND	
<i>Гондола</i>					
Размер (длина×высота), м	12,5×4				
<i>Скорость ветра</i>					
Стартовая, м/с	3				
Номинальная, м/с	11,0	12,0		12,0	
Максимальная рабочая, м/с	27,0				

Таблица 1.4.27

Технические данные ветротрубины Bard 5,0MW

Номинальная мощность, МВт	5	Скорость вращения генератора, об/мин	1212
Стартовая скорость ветра, м/с	3	Напряжение, В	Н/д
Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	Тип редуктора	Двухступенчатый, планетарный
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25	Кэффициент передачи	1:96,965
Класс ветра	ТС1С	Количество лопастей	3
Диаметр ротора, м	122	Длина лопасти, м	60
Ометаемая поверхность, м ²	11689	Вес лопасти, т	28,5
Удельная плотность мощности, м ² /кВт	2,34	Башня (по воде), м	90
Вес ротора, т	155,5	Вес башни, т	450
Тип генератора	Асинхронный с двойным питанием	Гондола (высота×длина×ширина), м	8×14×8,5
Мощность генератора, кВт	5276,2	Вес гондолы, т	280

Таблица 1.4.28

Технические данные ветротрубины Bard 6,5MW

Номинальная мощность, МВт	6,5	Вес гондолы, т	295
Диаметр ротора, м	122	Вес башни, т	760
Ометаемая поверхность, м ²	11690	Общий вес, т	1210
Удельная плотность мощности, м ² /кВт	1,8	Высота башни, м	90
Стартовая скорость ветра, м/с	Н/д	Тип башни	Сталь, коническая труба
Номинальная скорость ветра, м/с	13,7	Тип генератора	Синхронный, с постоянными магнитами
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	Н/д	Количество генераторов	2
Вес ротора, т	155		

Таблица 1.4.29

Технические данные ветротрубины HELMC-Darwind XD115 5MW

Начало коммерческой реализации	2013 г.	Тип генератора	Синхронный, с постоянными магнитами
Номинальная мощность генератора, МВт	5	Мощность генератора, МВт	5
Стартовая скорость ветра, м/с	4	Напряжение статора генератора, В	3000
Номинальная скорость ветра, м/с	12	Частота, Гц	50/60
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	25	Количество лопастей	3
Класс ветра	1С	Длина лопасти, м	55,5
Диаметр ротора, м	115	Материал лопасти	GRFE
Ометаемая поверхность, м ²	10387	Тип башни	Стальная, коническая труба
Удельная плотность мощности, м ² /кВт	2,08	Вес башни, т	225
Скорость вращения ротора, об/мин	18	Высота башни, м	100

1.4.6.2. К вопросу о роли ветроэнергетики в энергобалансах

В мировой практике приняты два показателя, характеризующие значение определенного вида энергоносителей и энергии в энергообеспечении (энергобалансах) мира, континентов и стран.

Первый из них — это доля различных видов энергии (энергоносителей) в конечном потреблении. При составлении этого энергобаланса все виды энергоносителей и энергии переводятся в условное топливо по определенным коэффициентам, утвержденным международным Энергетическим агентством. В качестве эквивалента принят за рубежом нефтяной эквивалент (удельная теплотворная способность 10 000 ккал/кг), в России и ранее в Советском Союзе принят угольный эквивалент (тонна условного топлива — т.у.т., удельная теплотворная способность — 7 000 ккал/кг).

На рис.1.4.2 показан укрупненный вариант энергобаланса — доля различных видов энергии с подробной расшифровкой только различных видов ВИЭ.

Как видим, доминирующую позицию занимает ископаемое топливо — 78,4 %, далее следуют все виды ВИЭ — 19 % и АЭС — 2,6 %.

В свою очередь в ВИЭ доминирующее положение занимает традиционная биомасса — дрова и разного вида горючие отходы и растения. А ветер совместно с геотермальными электростанциями и тепловыми электростанциями и котельными, использующие биомассу (прямое сжигание), составляют всего 1,2 %, что не удивительно, т.к. АЭС занимают всего 2,6 %.

Картина существенно меняется при рассмотрении мирового электробаланса (рис.1.4.3). Здесь пересчет не нужен, поскольку электроэнергия измеряется в кВт·ч независимо от вида электростанций. Как видим, здесь доля ветра составляет 2,9 %, т.е. столько же сколько все другие виды ВИЭ, исключая ГЭС.

Но роль и значение определенного вида энергии, кроме величины, определяется темпами роста использования этого источника. С этой точки зрения весьма информативной является картина, показанная на рис.1.4.4. Лидером по темпам среднегодового роста установленной мощности за период 2008–2013 гг. (55 %) являются фотоэлектрические станции, при этом в 2013 г. рост составил 39 %. Вторыми по темпам за указанный период являются солнечные термодинамические станции (48 %), а в 2013 г. — 35 %. На третьем месте находится ветроэнергетика: среднегодовой темп составил 21 %, а в 2013 — 12,4 %. Солнечное теплоснабжение идет на четвертом месте: соответственно 14 и 15,7 %. Но при этом следует иметь в виду, что общая установленная мощность ВЭС — 318 ГВт в 2013 г. (рис. 1.4.5) превысила общую мощность фотоэлектрических станций почти в 2,3 раза (139 ГВт). А, как известно, при увеличении общего объема поддерживать высокий процент роста существенно труднее. Тем не менее, есть основания считать, что в 2014 г. темп роста мощности ветроэнергетики превысит темпы 2013 г.

На рис.1.4.6 представлена установленная мощность ВЭС в десяти ведущих странах в 2012 г. и ввод мощности в 2013 г. Как видим, в Китае введено 16,1 ГВт, тогда как в остальных девяти странах вместе взятых — 11,1 ГВт.

Роль всех источников ВИЭ и ведущая роль ветроэнергетики в общей установленной мощности в мире, регионах и шести ведущих странах показана на рис.1.4.7. Тройка лидеров по общей установленной мощности на базе ВИЭ и, в том числе, по ветроэнергетике — Китай (118 ГВт), США (93 ГВт), Германия (78 ГВт).

Доля десяти первых производителей ветроустановок показана на рис.1.4.8. Традиционный лидер — Vestas (Дания) занимает — 13,1 % рынка ВЭУ. Приближается к лидеру Goldwind (Китай) — 11,0 %, не на много отстает Enercon (Германия) — 9,8 %. Всего 10 фирм производят 69,5 % общего рынка ВЭУ, при этом три китайских фирмы производят 18,5 %, а три германских фирмы — 20,5 %. Так что Германия играет ведущую роль в развитии ветроэнергетики мира.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.1.

Постановление Совета Министров СССР «Об ускоренном развитии ветроэнергетической техники в 1988—1995 годах»



Совет Министров СССР

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 17 сентября 1987 г. № 1052

МОСКВА, КРЕМЛЬ

ОБ УСКОРЕННОМ РАЗВИТИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ В 1988—1995 ГОДАХ

В целях ускорения научно-технического прогресса в области создания ветроэнергетической техники и внедрения ее в народное хозяйство Совет Министров СССР постановляет:

1. Принять предложения Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР и Министерства электротехнической промышленности СССР, согласованные с Госпланом СССР:

о вводе в эксплуатацию в 1988—1995 годах ветроэнергетических установок в количестве 57 тыс. комплектов, в том числе в 1988—1990 годах 14,3 тыс. комплектов, согласно приложению № 1.

Министерству авиационной промышленности СССР, Министерству химического и нефтяного машиностроения СССР и Министерству электротехнической промышленности СССР осуществить в 1988—1995 годах производство и поставку Министерству мелиорации и водного хозяйства СССР комплектующих изделий для указанных ветроэнергетических установок согласно приложению № 2.

Совету Министров РСФСР обеспечить поставку ежегодно Министерству мелиорации и водного хозяйства СССР в 1987—1988 годах 100 винтовых водоподъемников типа 1ВВ12/3 и в 1987—1995 годах 100 винтовых водоподъемников типа 1ВЭ20/3;

о развитии в 1988—1995 годах производственных мощностей научно-производственного объединения «Ветрози» и фрунзенского завода тяжелого электромашиностроения «Тяжэлектромаш» имени 60-летия Киргизской ССР производственного объединения «Киргизэлектромаш» согласно приложению № 3.

Госплану СССР, указанным министерствам и Совету Министров РСФСР предусматривать установленные настоящим пунктом задания в государственных заказах;

о выделении на осуществление мероприятий, указанных в приложениях № 1 и 3 к настоящему постановлению, лимитов государственных централизованных капитальных вложений в 1988—1990 годах в объеме 85 млн. рублей, в том числе в 1990 году 33 млн. рублей, и в 1991—1995 годах в объеме 220 млн. рублей.

2. Возложить на научно-производственное объединение «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР функции головной организации по созданию и внедрению в народное хозяйство автономных ветроэнергетических установок единичной мощностью до 100 киловатт, заказчика по сооружению автономных ветроэнергетических установок и выполнению проектно-исследовательских, строительного-монтажных и пусконаладочных работ, а также обязанности по ремонту и техническому обслуживанию таких установок в течение всего срока их эксплуатации.

3. Принять предложения Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР, согласованные с Госпланом СССР, Государственным комитетом СССР по науке и технике, Министерством финансов СССР и Советами Министров союзных республик:

о создании в пос. Заславле Минской области, гг. Баку, Вильнюсе, Кишиневе и пос. Кабардинке Краснодарского края соответственно Белорусского, Азербайджанского, Литовского, Молдавского и Краснодарского филиалов научно-производственного объединения «Ветроэн»;

о передаче торфопредприятия «16 Красных партизан» производственного объединения «Сергеевичское» из ведения Министерства топливной промышленности Белорусской ССР в ведение Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР для включения его в состав научно-производственного объединения «Ветроэн»;

об образовании на базе отделения по проектированию Центрального конструкторского бюро научно-производственного объединения «Ветроэн» специализированной проектно-исследовательской организации по проектированию ветроэнергетических установок.

4. Установить, что:

проведение научно-производственным объединением «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР работ по техническому перевооружению и реконструкции действующих производств осуществляется в порядке и на условиях, предусмотренных пунктами 14, 15 и 16 постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 13 марта 1986 г. № 328 (СП СССР, 1986 г., № 11, ст. 67), а выполнение этим объединением строительных работ хозяйственным способом — в порядке и на условиях, предусмотренных пунктами 21, 23, 24, 26 и 27 указанного постановления;

на работников проектно-исследовательских структурных единиц указанного объединения распространяются условия оплаты труда и материального стимулирования, установленные пунктами 10, 11, 12 и 14 постановления Совета Министров СССР от 28 января 1985 г. № 96 (СП СССР, 1985 г., № 7, ст. 26).

5. Разрешить научно-производственному объединению «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР:

выполнять работы по ремонту и техническому обслуживанию автономных ветроэнергетических установок силами входящих в состав объединения специализированных строительного-монтажных подразделений и включать эти работы в объем строительного-монтажных работ;

привлекать до 1 января 1990 г. по согласованию с соответствующими профсоюзными органами для выполнения неотложных работ по изготовлению, монтажу, ремонту и техническому обслуживанию ветроэнергетических установок рабочих, специалистов и служащих этого объединения и других предприятий и организаций на условиях совместительства за пределами рабочего дня по основному месту работы.

6. Разрешить банкам осуществлять финансирование в централизованном порядке выполняемых научно-производственным объединением «Ветроэн» Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР работ по строительству ветроэнергетических установок по рабочим чертежам и сметам на отдельные объекты.

7. Установить, что смонтированные и введенные в эксплуатацию автономные ветроэнергетические установки передаются на баланс организаций, использующих эти установки.

8. Государственному комитету СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды совместно с Министерством мелиорации и водного хозяйства СССР разработать и утвердить в 1988—1989 годах методические указания для проведения изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок.


9. Возложить на Министерство энергетики и электрификации СССР функции головного министерства по проектированию, строительству и эксплуатации ветроэлектрических станций мощностью более 100 киловатт, предназначенных для работы в энергосистемах, а также разработку технических требований на оборудование таких станций.

10. Возложить на Министерство тяжелого, энергетического и транспортно-машиностроения СССР функции головного министерства по разработке и производству силовых узлов ветроэлектрических станций мощностью более 100 киловатт, предназначенных для работы в энергосистемах.

11. Государственному комитету СССР по науке и технике и Министерству энергетики и электрификации СССР с участием Госплана СССР, Академии наук СССР, Государственного комитета СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды, Министерства тяжелого, энергетического и транспортно-машиностроения СССР, Министерства электротехнической промышленности СССР, Министерства авиационной промышленности СССР и других заинтересованных министерств и ведомств СССР разработать и представить в I квартале 1988 г. в Совет Министров СССР предложения о размещении в 1988—1995 годах ветроэлектрических станций, предназначенных для работы в энергосистемах.

Председатель
Совета Министров СССР Н. РЫЖКОВ

Управляющий делами
Совета Министров СССР М. СМРТЮКОВ



ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к постановлению Совета Министров СССР
от 17 сентября 1987 г. № 1052

КОЛИЧЕСТВО
ветроэнергетических установок, подлежащих вводу в эксплуатацию Мин-
водхозом СССР в 1988—1995 годах

	Единица измерения	1988—1990 годы — всего	В том числе 1990 год	1991—1995 годы
Ветроэнергетические установки — всего	тыс. комплектов	14,3	5,3	43
в том числе единичной мощностью:				
до 3 кВт		11,4	4,6	36
от 3 до 15 кВт	„	2,6	0,6	5,5
от 15 до 100 кВт	„	0,3	0,1	1,5

Управляющий Делами
Совета Министров СССР **М. СМОРТЮКОВ**

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к постановлению Совета Министров СССР
от 17 сентября 1987 г. № 1052

ПЕРЕЧЕНЬ

комплектующих изделий для ветроэнергетических установок, поставляемых Минводхозу СССР в 1988—1995 годах

	Единица измерения	1988 год	1989 год	1990 год	1991—1995 годы	Министерство-поставщик
Профили из легких сплавов для лопастей ветроэнергетических агрегатов	тони	14	30	80	500	Минавиапром СССР
Агрегаты электронасосные типа ВЭЦВ-6-4-40	тыс. штук	0,4	0,45	0,5	4,5	Минхиммаш СССР
Генераторы магнитоэлектрические мощностью 0,25 кВт	„	1	6	10	80	Минэлектротехпром СССР
Генераторы синхронные типа СГВ мощностью 4, 8, 16 и 30 кВт	„	0,6	0,7	0,8	6	„

Управляющий Делами
Совета Министров СССР **М. СМОРТЮКОВ**

П Р И Л О Ж Е Н И Е № 3
к постановлению Совета Министров СССР
от 17 сентября 1987 г. № 1052

П Е Р Е Ч Е Н Ь
предприятий Минводхоза СССР и Минэлектротехпрома СССР, подлежащих развитию в 1988—1995 годах

	Проектная мощность (млн. рублей)	Срок ввода в эксплуатацию
Минводхоз СССР		
Опытно-экспериментальный завод ветроэнергетического оборудования (расширение), г. Астрахань	14	1992 год
Завод ветроэнергетического оборудования (строительство), Калужская область*	25	1993 год
Экспериментально-ремонтный завод ветроэнергетического оборудования (расширение), г. Караганда	25	1992 год
Проектно-изыскательская организация и автоматизированная система управления объединением (техническое перевооружение), г. Реутово Московской области	2,5	1990 год
Опытный завод (техническое перевооружение), г. Истра Московской области	2,5	1988 год
Опытный завод ветроэнергетического оборудования «16 Красных партизан» (расширение), Минская область	12	1992 год
Минэлектротехпром СССР		
Фрунзенский завод тяжелого электромашиностроения «Тяжэлектромаш» имени 60-летия Киргизской ССР производственного объединения «Киргизэлектромаш» (расширение), г. Рыбачье Иссык-Кульской области	10	1993 год

* Подрядчик определяется Госпланом СССР.

Управляющий Делами
Совета Министров СССР **М. СМРТЮКОВ**

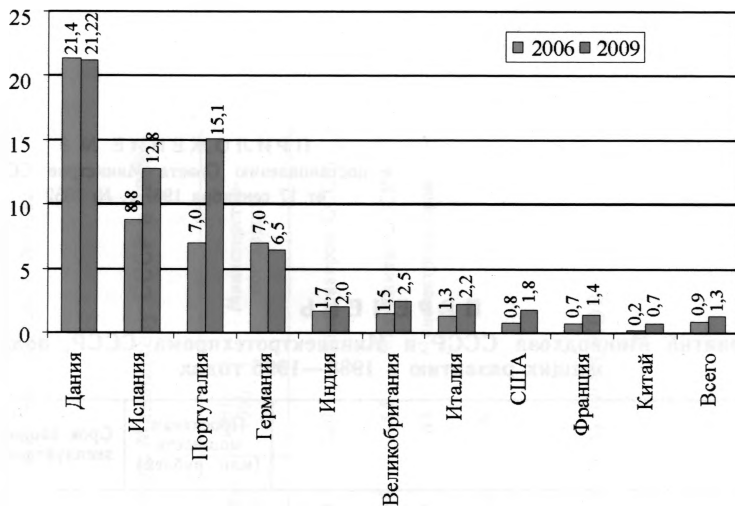


Рис. 1.3.1. Доля ВЭС в потреблении электроэнергии в 2006 и 2009 гг. некоторых стран мира и Европы (Источник: Eurelectric and EWEA)

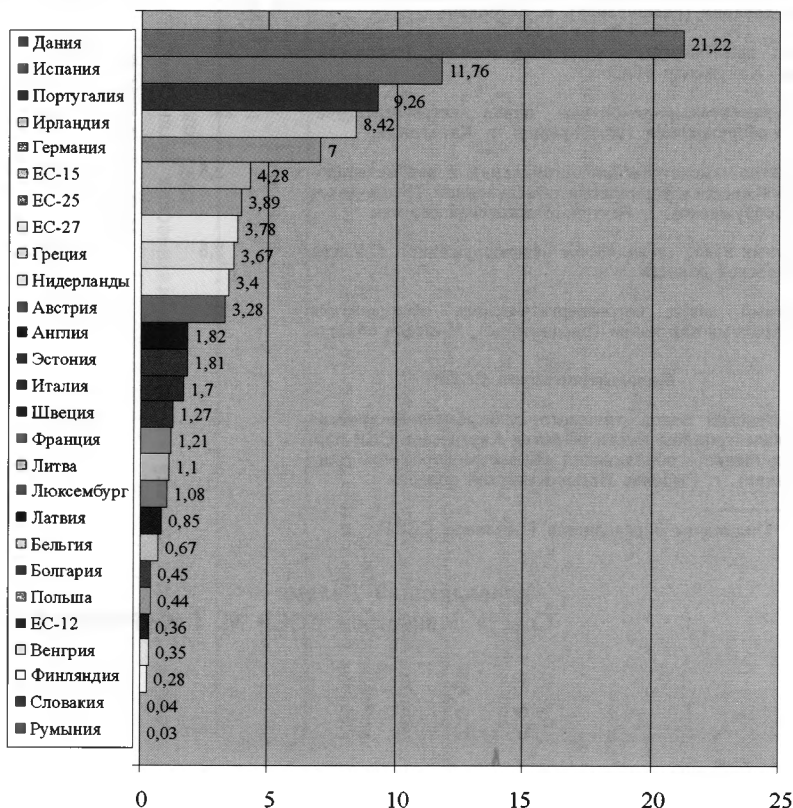


Рис. 1.3.2. Доля ветроэнергетики (%) в потреблении электроэнергии в странах Евросоюза в 2007 г. (Источник: EWEA, 04 February, 2008)

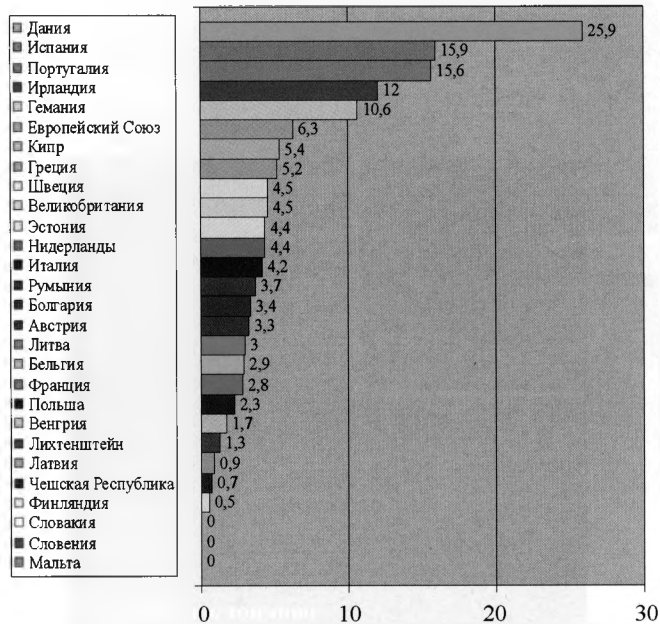


Рис. 1.3.3. Доля ветроэнергетики (%) в общем потреблении электроэнергии в 2011 г. в странах ЕС. (Источник: EWEA, 2012).

Примечание. По данным Евростата общее потребление электроэнергии Европейским Союзом в 2011 г. составило 3225,2 ТВт·ч.

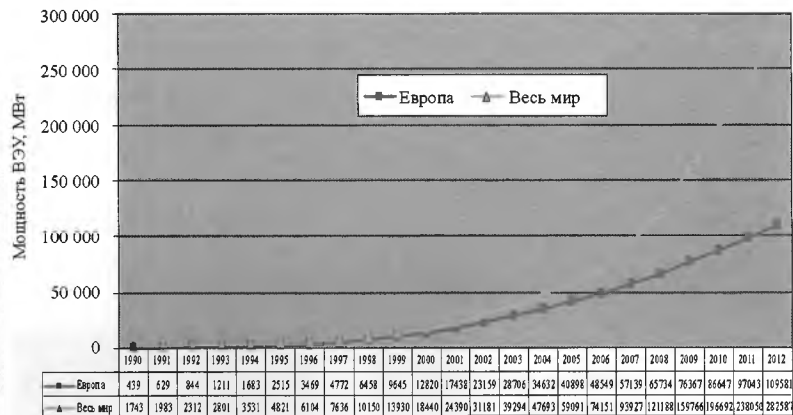


Рис. 1.3.4. Динамика установленной мощности ВЭУ в Европе и мире

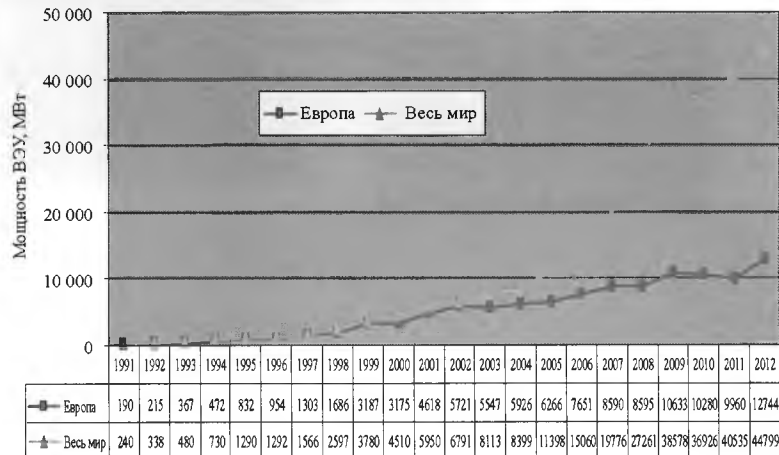
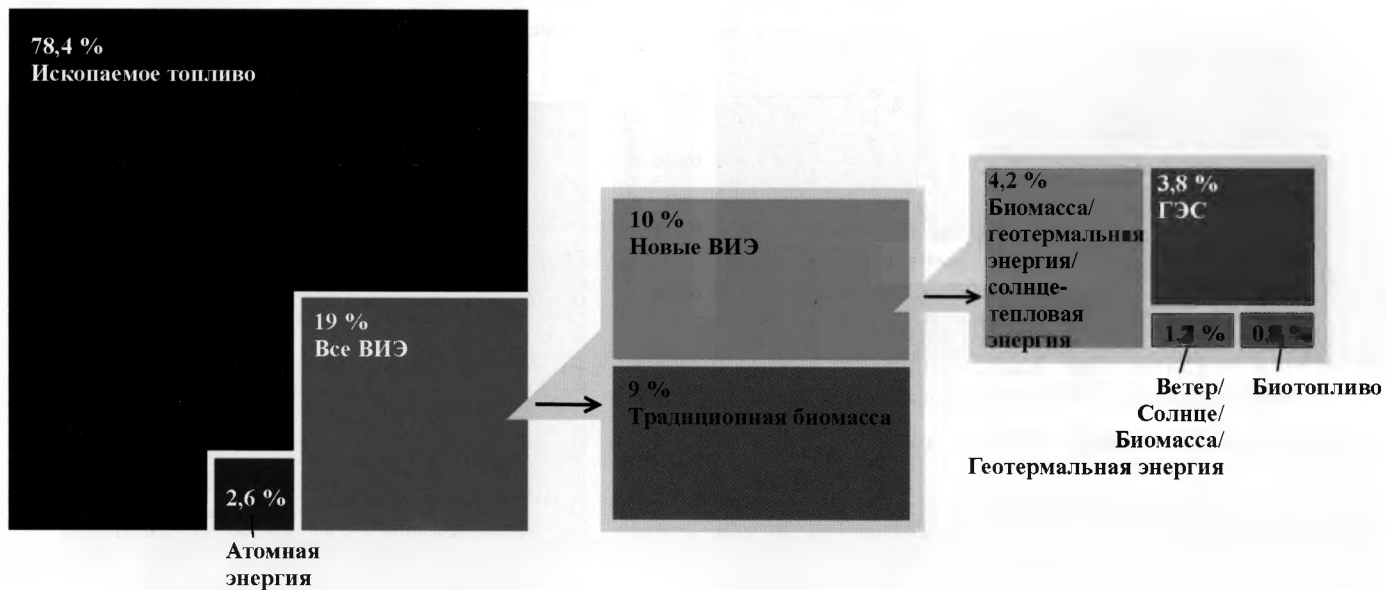
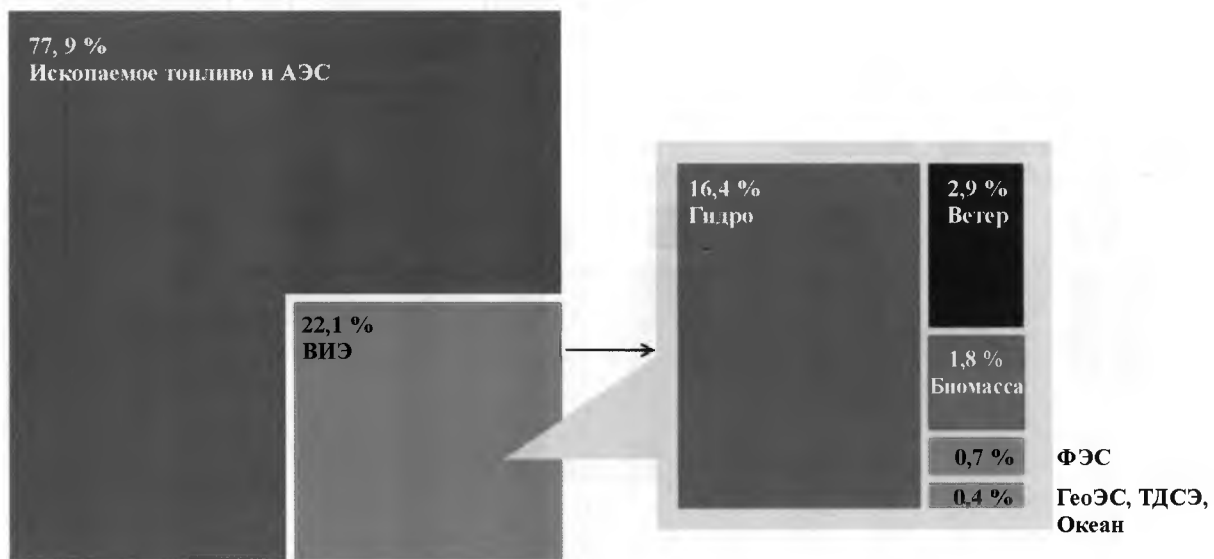


Рис. 1.3.5. Динамика годового ввода мощности ВЭУ в Европе и мире



Источник: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

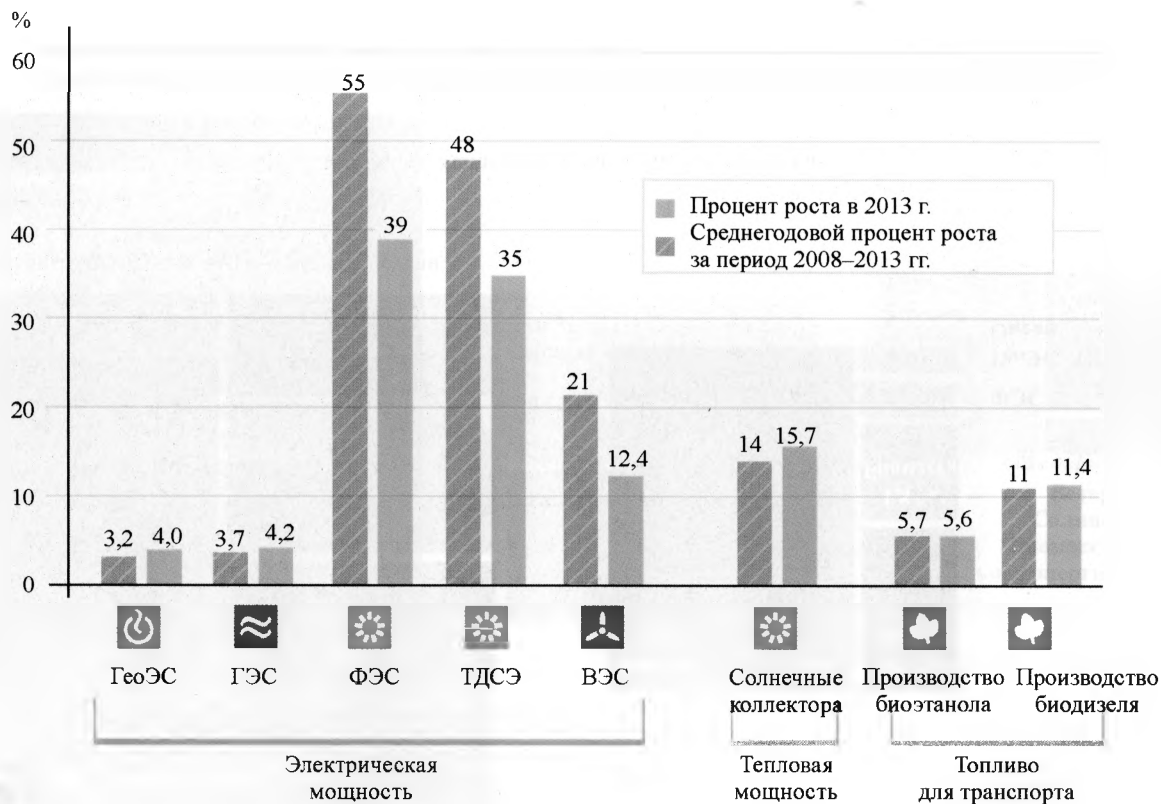
Рис. 1.4.2. Доля возобновляемой энергии в конечном потреблении энергии в мире, 2012 г.



По данным о величине выработанной энергии на конец 2013 г.

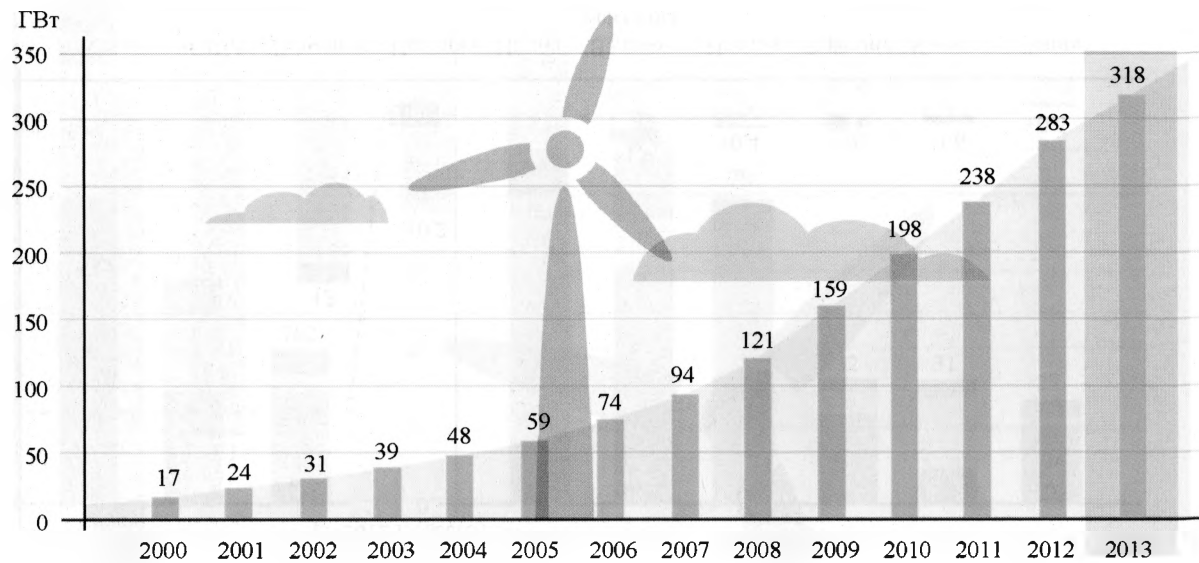
Источник: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

Рис. 1.4.3. Доля возобновляемой энергии в производстве электроэнергии в мире (конец 2013 г.)



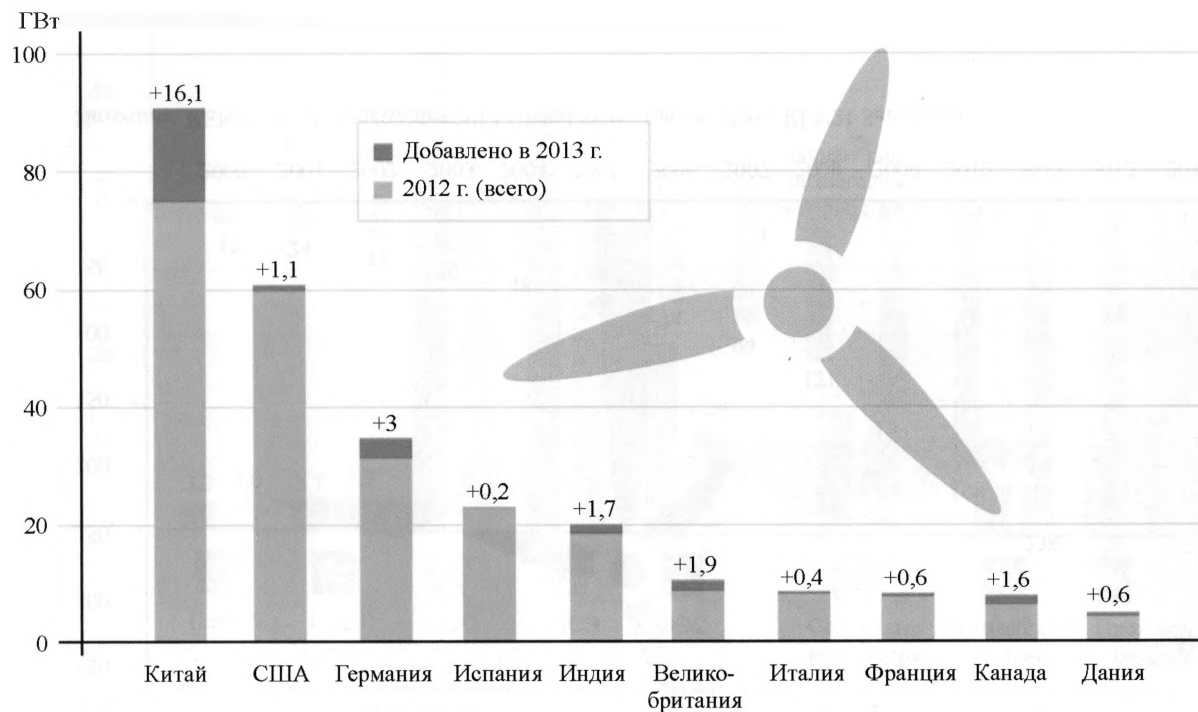
Источник: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

Рис. 1.4.4. Среднегодовой процент роста мощности на базе ВИЭ и производство биотоплива за период: конец 2008–2013 гг.



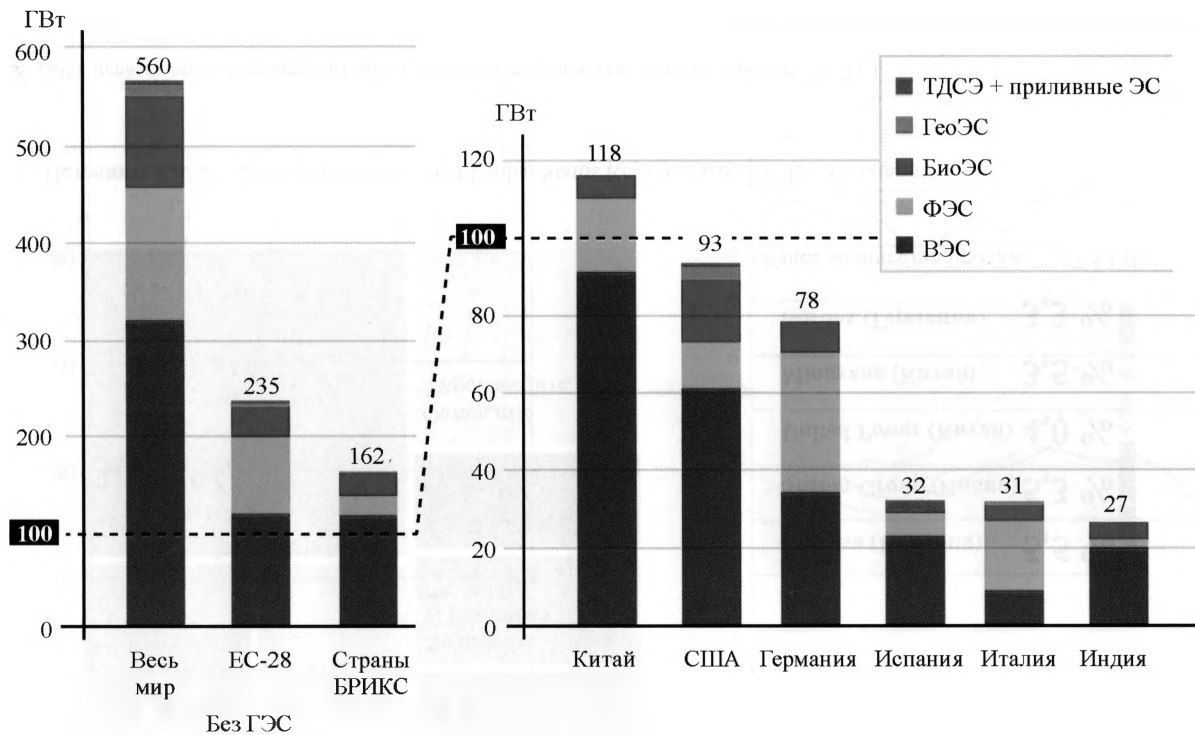
Источник: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

Рис. 1.4.5. Динамика роста установленной мощности ВЭС в мире за период 2000–2013 гг.



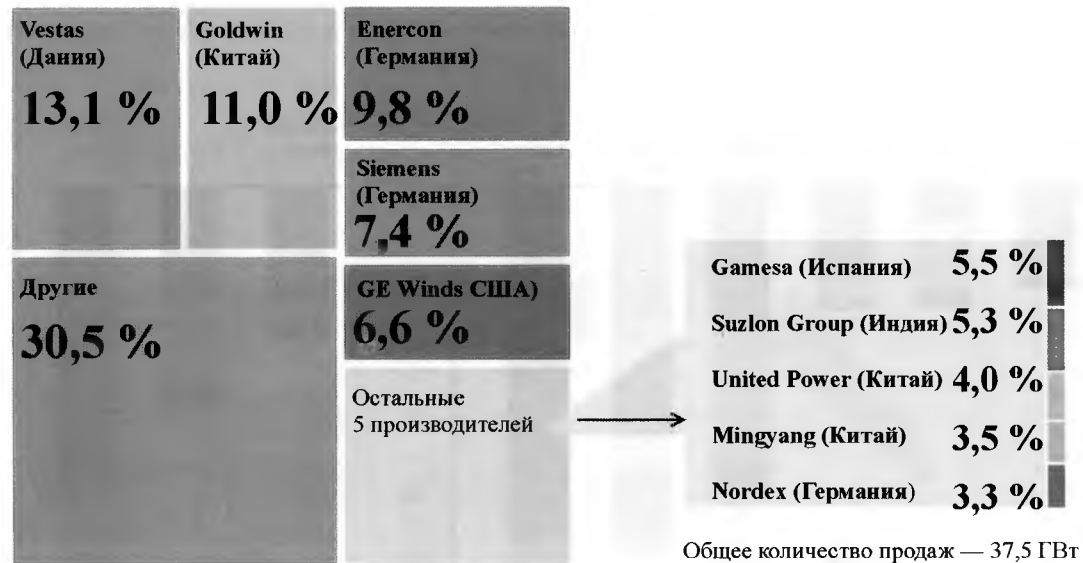
Источник: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

Рис. 1.4.6. Рост мощности ВЭС в первых десяти странах в 2013 г. (включая вывод из эксплуатации)



Источник: REN21. 2014. Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

Рис. 1.4.7. Установленная мощность на базе ВИЭ (без ГЭС) в мире, Евросоюзе-28, странах БРИКС, шести первых странах (2013 г.)



Источник: REN21. 2014 Renewables 2014 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat)

Рис. 1.4.8. Доля первых десяти производителей в мировом производстве ветроустановок (2013 г.)

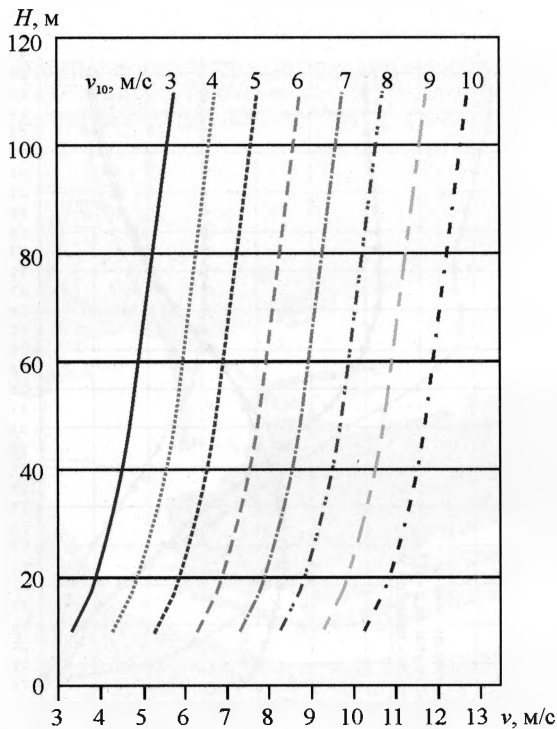


Рис.2.2.1. Вертикальный профиль среднегодовых скоростей ветра v в приземном слое высотой до 100 м при скорости ветра на высоте 10 м от 3 до 10 м/с

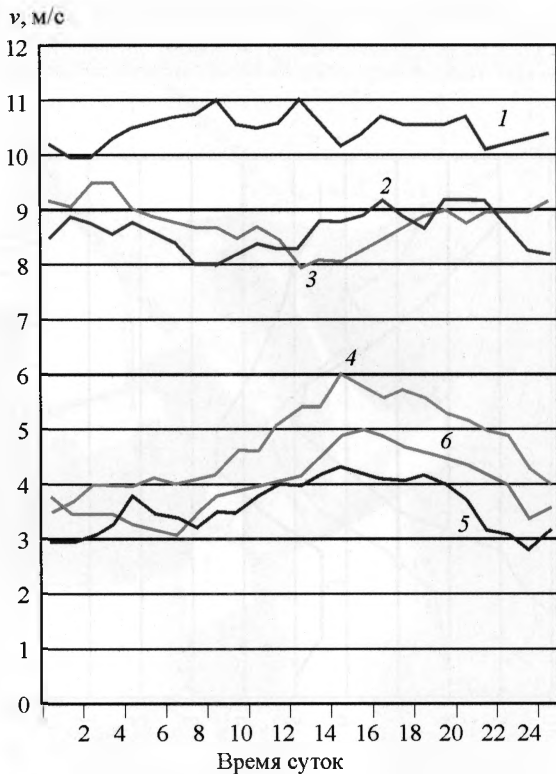


Рис. 2.2.2. Суточный ход скоростей ветра на побережье Баренцева моря в январе и июле 1979 (3 и 6), 1980 (2 и 5) и 1981 (1 и 4) годах

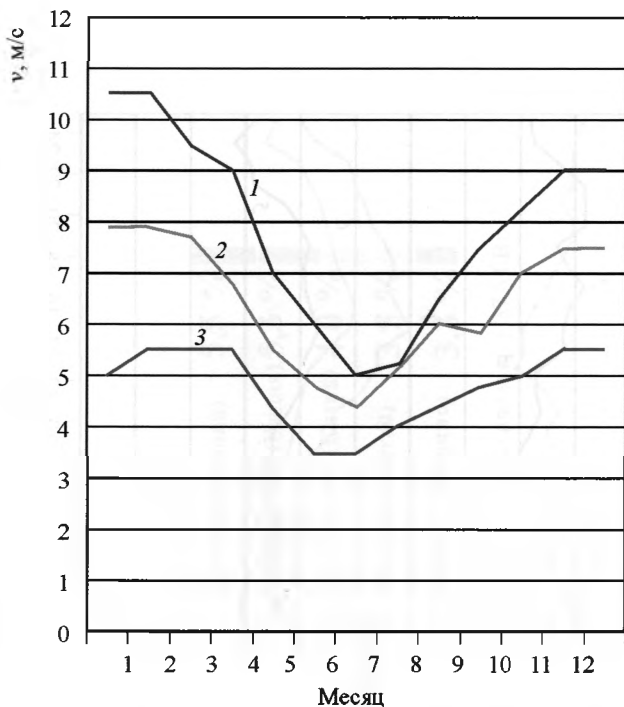


Рис 2.2.3. Годовой ход среднемесячных скоростей ветра на побережье Баренцева (1) и Белого (2) морей и на метеостанции Новоросийска (3)

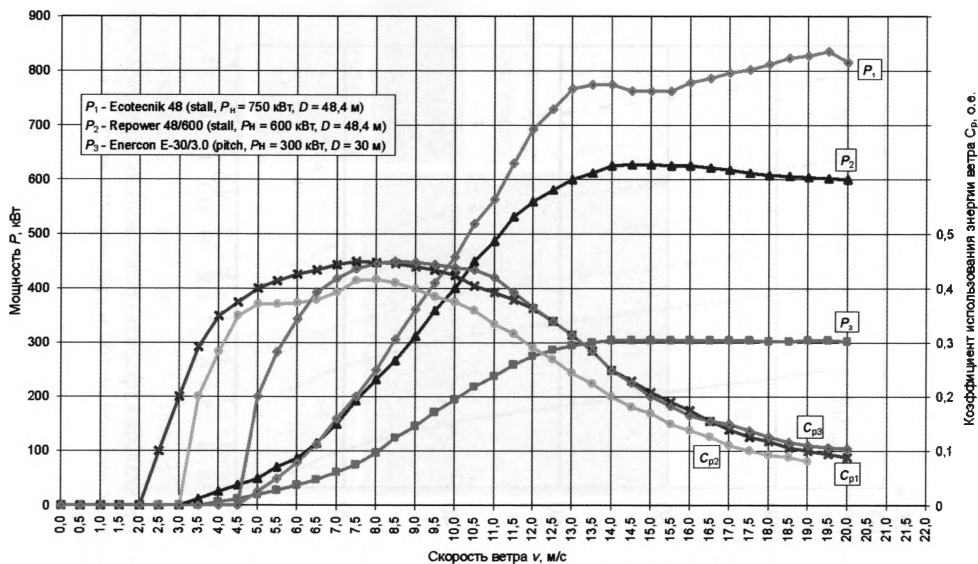


Рис. 3.9. Зависимость мощности ($P_1 - P_3$) и коэффициента использования энергии ветра ($C_{p1} - C_{p3}$) от скорости ветра

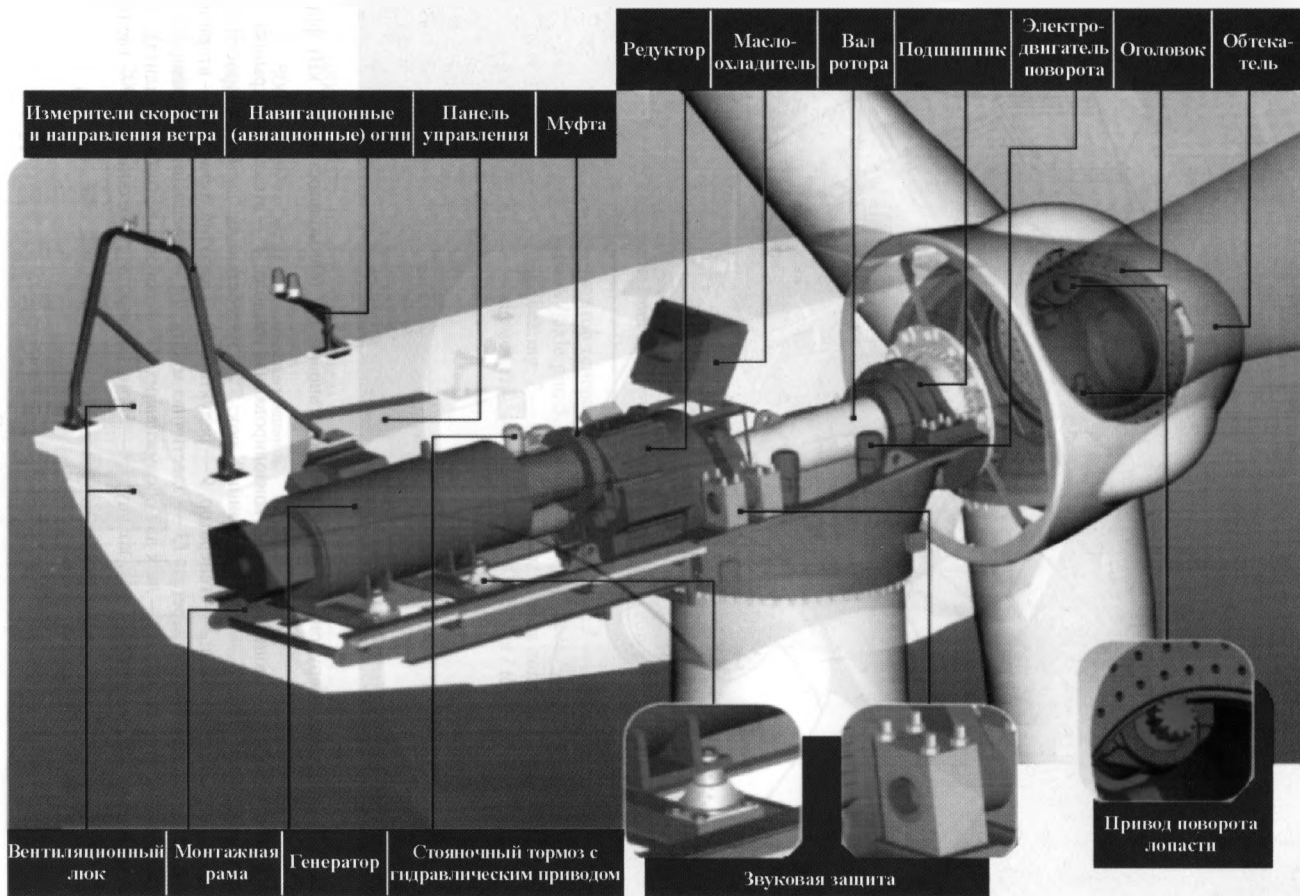


Рис. 3.12. Компонка оборудования кабины ветроустановки Wind 900s мощностью 900 кВт фирмы Enron Wind

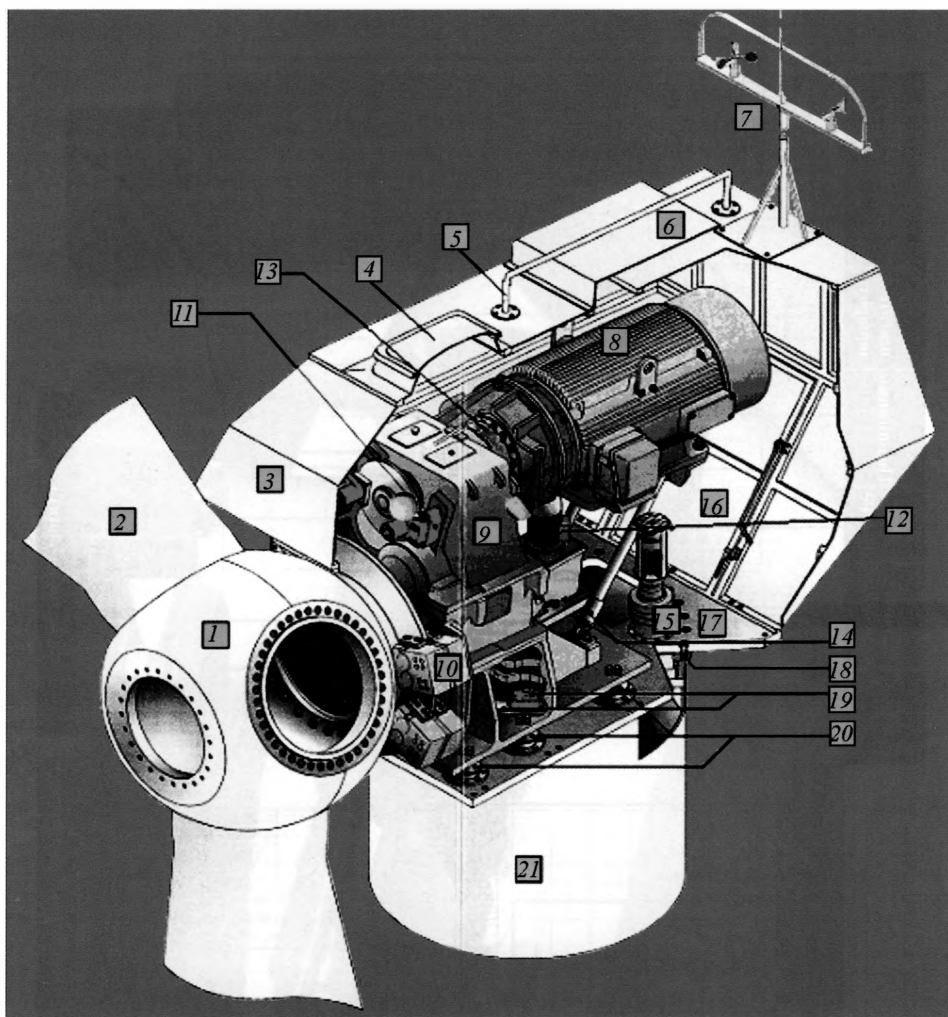


Рис. 3.13. Компоновка оборудования кабины ветроустановки TW 600 мощностью 600 кВт фирмы Tacke Windtechnik:

1 — оголовок ротора; 2 — лопасть; 3 — звукоизолированная гондола; 4 — стеклянная крышка; 5 — ограждение безопасности; 6 — вентиляционный люк; 7 — метеостанция: датчики скорости и направления ветра, молниеотвод; 8 — генератор; 9 — редуктор; 10 — рабочий тормоз; 11 — вторичный тормоз; 12 — гидравлический агрегат; 13 — эластичная муфта; 14 — крепление генератора; 15 — двигатель поворота гондолы; 16 — люк для обслуживания; 17 — основание гондолы (плита); 18 — болты крепления плиты к поворотному кольцу; 19 — тормоз поворотного механизма; 20 — гасители вибрации; 21 — башня

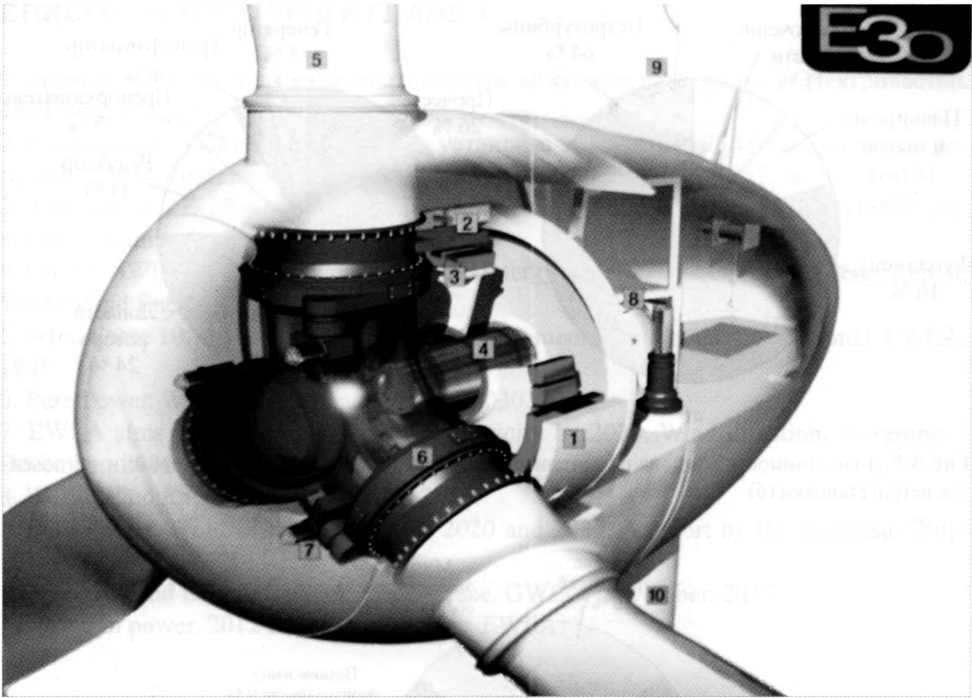


Рис. 3.14. Компоновка оборудования кабины ветроустановки Enercon E-30 мощностью 300 кВт фирмы Enercon GmbH:

1 — генератор / generator; 2 — статор генератора / generator stator; 3 — ротор генератора / generator rotor; 4 — поворотный шкворень / axle pin; 5 — лопасть ветроколеса / rotor blade; 6 — фланцевый подшипник лопасти / blade flange bearing; 7 — привод установки угла лопасти / blade pitch drive; 8 — несущая рама / main carrier; 9 — анемометр / wind gauge; 10 — башня / tower

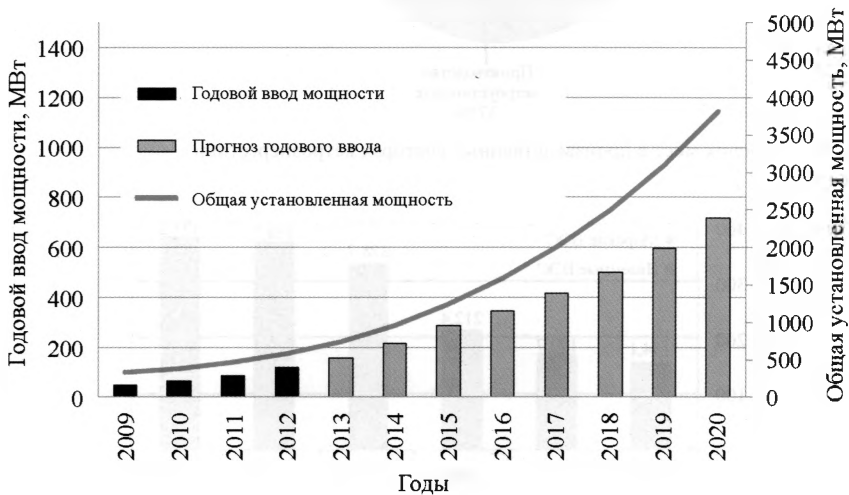


Рис. 4.4. Прогноз роста годового ввода и общей установленной мощности ВЭУ в мире

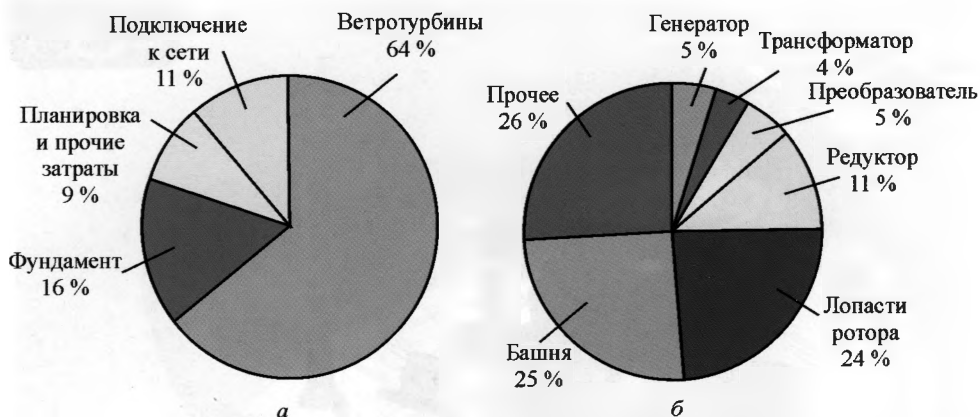


Рис. 5.5. Доли стоимости компонентов строительства ветростанции (а) и доля стоимости компонентов ветроустановки (б)



Рис. 7.1. Доля рабочих мест в производственных секторах ветроэнергетики

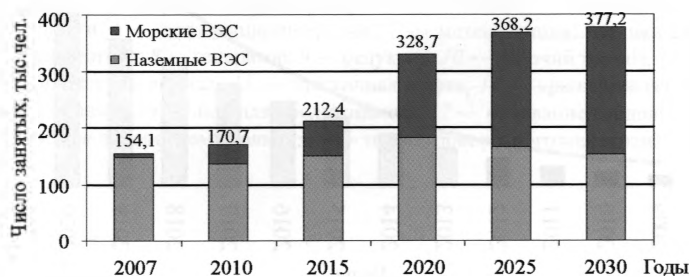


Рис. 7.2. Прогноз занятости в секторе ветроэнергетики Европейского союза на период 2007–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 1

1. *Секторов В.Р.* Балаклавская опытная ветроэлектрическая станция // *Электричество*. 1933. № 2 и № 19.
2. *Секторов В.Р.* Ветроэлектрическая установка мощностью 25 кВт с дизельным резервом // *Механизация и электрофикация сельского хозяйства*. 1957. № 2.
3. *Андрянов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р.* Ветроэлектрические станции. — М.: ГЭИ, 1960. — 320 с.
4. EWEA, AWEA, WWEA — European Wind Energy Report, American Wind Energy Report, World Wind Energy Report. 1988–2010.
5. Wind Force 10, Forum for Energy and Development, Greenpeace International, EWEA. 1998.
6. Pure Power. Wind energy scenarios up to 2030. 2006.
7. EWEA aims for 20 % of Europeans electricity by 2030. Wind direction. November / December, 2006.
8. World Wind Energy report. WWEA, 2010.
9. Pure Power. Wind Energy targets for 2020 and 2030. A report by the European Wind Energy Association, 2011.
10. Global Wind Energy Outlook. Greenpeace. GWEC, November, 2012.
11. Wind in power. 2012 European statistics. EWEA.

Глава 2. ОСНОВЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. ВЕТЕР КАК ЯВЛЕНИЕ ПРИРОДЫ

Ветер — циркуляционное перемещение воздушных масс, вызванное неравномерностью нагрева земной поверхности (непостоянной в течение суток, сезона и в пространстве), а также вращением земли вокруг своей оси, вызывающим так называемую кориолисовую силу инерции (от греческого *karyon* орех, ядро ореха — вид земли из космоса). Иначе говоря, это глобальные условия, вызывающие воздушные течения общей циркуляции атмосферы земли.

Однако существует множество причин местного масштаба вызывающих «местные ветры», т.е. ветры свойственные определенным районам земного шара. Местные ветры возникают независимо от более мощных воздушных течений, лишь налагаясь на них или же представляют собой местные видоизменения общих течений.

По происхождению различаются следующие местные ветры, как правило, носящие свои названия:

а) ветры, связанные с особенностями нагревания земной поверхности: *бризы* — в прибрежных районах морей и больших озер и водохранилищ, как разница в нагреве суши и воды; *горно-долинные ветры* в горах, меняющие направления дважды в сутки; *ледниковые ветры*, постоянно дующие вниз по склонам ледниковых долин;

б) ветры, связанные с течениями общей циркуляции атмосферы над горными массивами. При этом на подветренных склонах гор воздух получает нисходящую составляющую скорости и усиливается, в результате создаются местные ветра получившие названия фена, боры, сармы и т.п.

Такие ветры определяют характерные периодические изменения в погоде: потепление и падение влажности при фене, похолодание при боре;

в) ветры связанные с течениями общей циркуляции атмосферы, но без нисходящей составляющей, а топографически усиленные в данном районе: афганец, урсатоевский ветер в Средней Азии, каньонный ветер в Северной Америке, косава на балканском полуострове и др.

г) ветры, связанные с течениями общей циркуляции атмосферы, даже не усиленные в данном районе, но создающие в нем особый важный для хозяйственной деятельности режим погоды, приносящие потепление или похолодание, песчаную пыль или влагу: суховой в южных областях России и Украины, сирокко в Средиземноморье, хамсин в Египте, хармаштан в Западной Африке, блиццард в Северной Америке, пурга в Северной и Центральной Азии, памперо в Аргентине и др.

Сила ветра по шкале Бофорта и ее влияние на условия работы современных ВЭУ

Балы Бофорта	Скорость ветра, м/с	Характеристика силы ветра	Наблюдаемые эффекты воздействия ветра	Воздействие ветра на ВЭУ	Условия для работы ВЭУ в данном диапазоне скорости ветра
0	0,0–0,4	Штиль	Дым из труб поднимается вертикально вверх	Нет	Отсутствуют
1	0,4–1,8	Тихий	Дым поднимается с отклонением от вертикали. Флюгеры неподвижны на воде появляется рябь	Нет	Отсутствуют
2	1,8–3,6	Легкий	Ветер ощущается лицом, шелестят листья. На воде отчетливое волнение	Начинают вращаться значительное количество ВЭУ	Стартовые условия. Минимальная мощность
3	3,6–5,8	Слабый	Появляются отдельные барашки (гребни) на отдельных волнах. Колеблются листья на деревьях. Развиваются легкие флаги	Стартуют все ветроустановки	Для многолопастных водоподъемных установок условия хорошие. Для мощных ВЭУ минимальная мощность
4	5,8–8,5	Умеренный	Колеблются тонкие ветки деревьев, на воде много барашков. Поднимается пыль	Мощность ВЭУ достигает 50% номинальной	Хорошие
5	8,5–11	Свежий	Начинают раскачиваться лиственные деревья, все волны в барашках	Мощность ВЭУ достигает 80–90%	Хорошие
6	11–14	Сильный	Раскачиваются большие ветки деревьев, гудят провода, пенятся гребни волн	Мощность ВЭУ достигает номинальной	Очень хорошие
7	14–17	Крепкий	Все деревья раскачиваются, с гребней волн срывается пена	Номинальная или максимальная мощность	Вполне приемлемые
8	17–21	Очень крепкий	Ломаются ветки деревьев, трудно идти против ветра. С волн срываются клочья пены	Максимальная мощность, отключение небольшого количества ВЭУ	Допустимые
9	21–25	Шторм	Небольшие разрушения, срываются дымовые трубы	Массовое отключение ВЭУ	Предельно допустимые
10	25–29	Сильный шторм	Значительные разрушения, деревья вырываются с корнем	Нагрузки расчетные	Недопустимые
11	29–34	Жестокий шторм	Широкомасштабные разрушения	Нагрузки расчетные	Недопустимые
12	Более 34	Ураган	Опустошительные разрушения	Нагрузки расчетные. Возможны некоторые повреждения	Недопустимые

д) Многочисленные пыльные вихри, шквалы, пыльные и песчаные бури, связанные с неустойчивой стратификацией (распределение температуры воздуха по вертикали) атмосферы при сильном нагревании воздуха снизу или притоке холодного воздуха в высоких слоях. С ветрами разного происхождения прежде всего имели мореплаватели начиная с древнейших времен. Поэтому не удивительно, что английский военный гидрограф и картограф, контр-адмирал Френсис Бофорт (Beaufort, 1774–1857) предложил в 1806 г. условную шкалу для оценки силы ветра в баллах по его воздействию на наземные предметы и по волнению моря.

По фамилии автора шкала получила название «шкала Бофорта» и ею по сей день пользуются моряки и к ней присоединились ветроэнергетики. В табл.2.1.1 приведена упомянутая шкала и к ней добавлены две графы: «воздействие ветра на ВЭУ» и «условия для работы ВЭУ в данном диапазоне скорости ветра». Для сведения профессионалов заметим, что эти две графы и их характеристики предложены J.W. Twidell и A.D. Weir в 1986 г. Однако они существенно откорректированы авторами в соответствии с достижениями современной ветроэнергетики.

2.2. ВЕТЕР КАК ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕСУРС

2.2.1. Климатологические характеристики ветровой энергии

Ветер на различных высотах в атмосфере Земли для каждой точки ее поверхности характеризуется скоростью, которая, строго говоря, является случайной переменной в пространстве и времени, зависящей от многих факторов местности, сезона года и погодных условий. Поэтому все процессы, напрямую связанные с использованием текущего значения скорости ветра, в частности, генерация электроэнергии в ветроэлектрических установках (ВЭУ), имеют сложный случайный характер, так что их характеристики обладают статистическим разбросом и неопределенностью средних ожидаемых значений. Поэтому на современном уровне исследований задача их оценки формулируется как создание вероятностного описания случайного процесса посредством разбиения всего временного процесса на отдельные временные интервалы, в пределах каждого из которых можно использовать приближение стационарности, т.е. независимости всех определяемых параметров от времени. В качестве периода стационарности могут быть приняты различные временные интервалы с соответствующей точностью описания, в зависимости от реальных условий случайного процесса. В частности, в некотором приближении можно считать процесс стационарным во всем рассматриваемом времени, например, в течение дня, месяца и года.

Для систематизации характеристик ветровой энергии в конкретном регионе с целью ее эффективного использования, как правило, разрабатывается ветроэнергетический кадастр, представляющий собой совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра, позволяющих определить его энергетическую ценность, а также целесообразные параметры и режимы работы ВЭУ.

Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей;
- максимальная скорость ветра;
- распределение ветровых периодов и периодов энергетических затиший по длительности;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Источниками получения исходной информации являются:

а) метеостанции, на которых осуществляются измерения всех климатологических параметров, в том числе скорости ветра, обычно 4 раза в сутки. В современных метеостанциях измерения проводятся по 8 румбам (многолетние наблюдения);

б) метеостанции непрерывного наблюдения, как правило, сооружаемые на предполагаемых площадках установки ВЭУ;

в) аэрологические станции (зонды и шары), запускаемые периодически на разные высоты.

Средние скорости ветра. Основной характеристикой ветра, определяющей его интенсивность и эффективность использования ветровой энергии, является его средняя скорость за определенный период времени, например, за сутки, месяц, год или несколько лет. Средняя скорость ветра представляется как среднеарифметическое значение, полученное из ряда замеров скорости, сделанных через равные интервалы времени в течение заданного периода. Будем обозначать полное число всех учитываемых измерений как n , порядковый номер измерения как i ($i = 1, 2, \dots, n$) и соответствующее случайное значение скорости как v_i , так что общая формула для определения всех искомым средних значений скорости приобретет вид:

$$\langle v \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i. \quad (2.1)$$

Для частных случаев соответствующие формулы будут иметь следующий вид.

Если за сутки проводилось L замеров, а в месяц за K суток, то среднемесячное значение скорости за j -й месяц, i -го года будет равно

$$\langle v \rangle_{mij} = \frac{1}{KL} \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^L v_{ijkl} \quad (2.2)$$

Если обозначить число месяцев в году через J , то формула среднегодовой скорости примет вид.

$$\langle v \rangle_{mi} = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J \langle v \rangle_{mij} \quad (2.3)$$

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра, определяющих его энергетическую способность, возникает вопрос о репрезентативности, представительности выборки случайных значений скорости, т.е. о необходимом объеме и длительности измерений. В общем случае, с увеличением объема получаемых данных точность и достоверность вычисляемых средних значений повышаются. Для численной оценки используется коэффициент вариации средних скоростей, который обычно падает при увеличении периода усреднения, т.е., например, среднеголетняя скорость имеет меньший разброс, чем многолетняя среднемесячная скорость.

Из данных по хронологическим изменениям среднегодовых скоростей ветра на метеостанциях побережья Кольского полуострова следует, что для определения средней многолетней скорости ветра и выявления вариаций среднегодовой скорости от года к году достаточно ограничиться рассмотрением 10-летних объемов выборки наблюдений. В [8] представлены также результаты обработки 10-летних объемов наблюдений по 168 метеостанциям севера европейской части СССР, из которых следует, что среднеквадратичное отклонение среднегодовой скорости повсеместно примерно одинаково и составляет в

Таблица 2.2.1

Коэффициент возрастания средней скорости ветра с высотой и показатель степени m^*

Сезон	Высота, м						m
	10	20	40	60	80	100	
Зима	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Весна	1	1,17	1,36	1,50	1,59	1,66	0,22
Лето	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76	0,24
Осень	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Год	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,60	0,20

* Для побережий озер и морей, а также верхних частей склонов, переменную часть коэффициента, стоящую после запятой, следует уменьшить в 1,5 раза.

большинстве случаев 0,2–0,5 м/с. Коэффициент вариации среднегодовых скоростей ветра в прибрежных районах значительно ниже, чем в районах, удаленных от береговой линии. На открытом побережье Баренцева моря он составляет в среднем 5,2 %, в глубине заливов Баренцева моря и на побережье Белого моря — в среднем 6,3 %, а во внутриматериковых пунктах он увеличивается до 7,7 %.

Классы открытости местности и приведенная средняя скорость. При использовании данных метеонаблюдений о средних скоростях ветра следует учитывать, что они соответствуют конкретным рельефным и ландшафтным условиям в районе метеостанции и определенной высоте над поверхностью Земли (высоте флюгера). Для разных станций эти условия могут значительно отличаться. Поэтому принято приведение средней многолетней скорости ветра к сравнимым условиям по открытости и ровности местности.

Связь между приведенной средней скоростью ветра ($\langle v_{\text{п}} \rangle$) и измеренной ($\langle v_{\text{изм}} \rangle$) средней скоростью на высоте флюгера определяется формулой:

$$\langle v_{\text{п}} \rangle = \frac{K_0}{K_{\text{ф}}} \langle v_{\text{изм}} \rangle, \quad (2.4)$$

где K_0 — коэффициент открытости по классификации Милевского, которая используется государственной метеослужбой, для описания характеристики местности всех метеостанций страны в справочниках; $K_{\text{ф}}$ — коэффициент, учитывающий фактическую открытость на высоте флюгера.

Зависимость средней скорости ветра от высоты. При установившемся ветровом потоке скорость ветра возрастает с увеличением высоты над поверхностью Земли. Обычно регистрирующие приборы на метеостанциях располагаются на высотах 9–20 м. В то же время оси современных ВЭУ могут находиться на различных высотах в приземном слое толщиной ~100 м; имеются даже предложения о размещении ВЭУ на аэростатах. Поэтому для оценки эффективности использования ветрового потока необходимо установление вертикального профиля скоростей ветра.

В общем случае скорость ветра на высоте h_1 определяется через скорость ветра на высоте флюгера $h_{\text{ф}}$ по формуле

$$v_1 = v_{\text{ф}} \cdot \left(\frac{h_1}{h_{\text{ф}}} \right)^m. \quad (2.5)$$

В отечественных исследованиях 50–60 годов прошлого века при расчете вертикального профиля среднегодовых значений скорости ветра показатель m принимался равным 0,2, а при составлении ветрового атласа США $m = 1/7 = 0,14$.

Среднегодовые значения показателя m

$\langle v_{\text{п}} \rangle$, м/с	1,5	3,5	5,5	7,5	9,5	11,5	13,5	15,5	17,5	20,5	24,5	28,5–40
$m(v)$	0,42	0,31	0,25	0,21	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12

Последующие исследования выявили зависимость этого показателя как от времени года, так и от величины средней скорости ветра.

В табл.2.2.1 приведены отношения средних скоростей на различных высотах к средней скорости на высоте 10 м и показателя m для различных сезонов года, справедливые для условий равнинной местности: степь, тундра, пустыня.

На рис.2.2.1 (см. цв. вкл.) приведены расчеты вертикального профиля ветра по среднегодовым данным табл.2.2.2. Из указанного рис. 2.2.1 (цв. вкл.) видно, например, если средняя скорость на высоте $h = 10$ м равна 6 м/с, то на высоте 100 м — уже 8 м/с.

В табл.2.2.2 представлена среднестатистическая зависимость показателя m от скорости ветра, рассчитанная по фактическим данным многочисленных исследований.

Временные зависимости средней скорости ветра. *Суточный ход средней скорости ветра* — это изменение скорости ветра в течение суток, усредненное по всем суткам в определенном месяце и по многолетним наблюдениям.

Годовой ход средней скорости ветра — это изменение по месяцам в течение года многолетней среднемесячной скорости ветра.

Рассмотренные характеристики временной зависимости средней скорости ветра имеют важное значение для оценки не только ветроэнергетического потенциала определенной местности, но и эффективности его использования за счет учета степени согласованности графика поступления ветровой энергии с графиком энергетической нагрузки потребителей.

В частности, для северных районов побережья Баренцева и Белого морей как суточный, так и годовой ход средней скорости ветра оказываются весьма благоприятными для использования ВЭУ как в автономном режиме, так и в сочетании с гидроэлектрическими установками [7]. Максимум среднемесячных скоростей приходится на холодное время года и совпадает с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии. Одновременно он совпадает с минимумом годового стока рек, т.е. позволяет компенсировать сезонный дефицит гидроэнергии. *Суточное изменение средней скорости* значительно проявляется в летнее время, причем скорости в дневные часы в среднем на 1–2 м/с выше, чем ночью, что является благоприятным для эффективного использования ветра, поскольку максимум потребления энергии приходится также на дневное время.

Для южных регионов России профиль годового хода средней скорости ветра качественно соответствует годовому ходу средней скорости в северных регионах (рис. 2.2.2 и 2.2.3 (см. цв. вкл.)).

Характеристики распределения скорости ветра. Существует два способа описания характеристик распределения случайной величины, которой в данном случае является скорость ветра v на некоторой высоте.

Один из них основан на разделении всей области случайных значений скорости на интервалы Δv_i вблизи значений v_i ($i = 1, 2, \dots, n$), которые обычно соответствуют середине соответствующего интервала, непосредственном экспериментальном получении выборки случайных значений скорости и определении повторяемости скорости ветра, т.е. относительной доли t_i попадания скорости в каждый интервал Δv_i она также называется дифференциальной вероятностью появления скорости v_i . При этом соблюдается условие (нормировки):

$$\sum_{i=1}^n t_i = 1. \quad (2.6)$$

Повторяемость скорости ветра является одной из важнейших характеристик кадастра. Она показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода ветер имел определенную скорость. Тем самым определяется энергетическая ценность ветра, оценивается целесообразность и эффективность его использования.

Оценка средней скорости ветра $\langle v \rangle$ дается выражением:

$$\langle v \rangle = \sum_{i=1}^n v_i \cdot t_i. \quad (2.7)$$

Аналогично рассчитывается оценка среднего значения любой функции скорости.

Интегральная вероятность F_i определяется как вероятность того, что скорость ветра попадает в i -ый или более высокий интервал скоростей:

$$F_i = \sum_{j=i}^n t_j = 1 - \sum_{j=1}^{i-1} t_j. \quad (2.8)$$

Условие нормировки (2.6) при этом выразится как $F_1 = 1$.

Другой способ описания характеристик скоростей ветра основан на поиске детерминистских модельных функций $F(v)$ и $f(v)$, описывающих распределение случайных значений скорости ветра v в соответствии со следующими связанными определениями:

$F(v)$ — интегральная функция распределения, равная вероятности того, что скорость ветра больше значения v ;

$f(v) = dF(v)/dv$ — дифференциальная функция распределения, равная плотности вероятности, т.е. отношению вероятности нахождения скорости в интервале между v и $v + dv$ к ширине интервала dv .

Из этих определений следует неравенство $f(v) \geq 0$ и условия нормировки функций распределения вероятностей:

$$F(0) = 1; \quad F(\infty) = 0;$$

$$\int_0^{\infty} f(v)dv = F(0) - F(\infty) = 1. \quad (2.9)$$

Среднее значение, или математическое ожидание, скорости ветра $M[v]$ дает выражение:

$$M[v] = \int_0^{\infty} v \cdot f(v)dv. \quad (2.10)$$

Аналогично рассчитывается среднее значение, или математическое ожидание, любой функции скорости.

В многочисленных исследованиях были предложены различные типы функций распределения скоростей ветра, в том числе, табулированные Поморцева, Гринцевича, Гуллена и аналитические — Гриневича, Вейбулла, Рэля. При этом было выявлено, что из простых аналитических распределений скоростей ветра наиболее точные результаты в диапазоне скоростей 4–20 м/с получаются при использовании двухпараметрического распределения Вейбулла, дающего выражениями:

$$F(v) = \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.11)$$

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.12)$$

где параметр c , имеющий размерность скорости, характеризует масштаб изменения функции распределения по оси скоростей, а параметр k характеризует крутизну распределения.

При этом, в частности, математическое ожидание s -го начального момента скорости $M[v^s]$ в соответствии с (2.7) получает выражение:

$$M[v^s] = c^s \Gamma\left(1 + \frac{s}{k}\right), \quad (2.13)$$

где $\Gamma(x)$ — гамма-функция. С ростом k уменьшается разброс ожидаемых значений скорости, а ее s -й начальный момент приближается к значению c^s .

Повторяемость скорости ветра по фактическим данным. Этот способ естественно дает наиболее достоверные результаты.

Суть его состоит в том, что весь диапазон возможных скоростей ветра разбивается на интервалы от нуля до максимально возможной скорости. Обычно принимаемые интервалы приведены в табл.2.2.3, т.е. в начале шкалы интервал равен 2 м/с, начиная с 18 м/с — два, далее 3 и 5 м/с. За период наблюдения производится отчет сколько раз скорость ветра попадает в соответствующий интервал (r_i) если общее число измерений составило (R), то вероятность (t_i) определяется по формуле:

$$t_i = r_i/R \quad \text{или} \quad t_i \% = r_i/R_i \cdot 100. \quad (2.14)$$

Естественно, чем больше период наблюдений, тем выше достоверность полученных результатов.

По данным табл.2.2.3 построена кривая повторяемости скорости ветра (рис.2.2.4), в которой отмечены время простоя, пропорциональное площади, описываемой кривой вероятности при скорости ветра менее стартовой скорости ветра (обычно 3–4 м/с) и скорости ветра более максимально возможной рабочей скорости (обычно 20–25 м/с).

Таблица 2.2.3

Построение функции распределения скорости ветра на высоте флюгера (фактические данные) и высоте оси ветроколеза

Интервалы, м/с	0–1	2–3	4–5	6–7	8–9	10–11	12–13	14–15
Градация скорости, м/с	0–1,5	1,5–3,5	3,5–5,5	5,5–7,5	7,5–9,5	9,5–11,5	11,5–13,5	13,5–15,5
Средняя скорость в интервале	0,75	2,5	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5
$f(v)$, % $v = 7,0$ м/с; $h = 10$ м	11,9	16,0	18,4	16,8	13,5	10,2	6,5	3,8
$f(v)$, % $v = 8,5$ м/с; $h = 50$ м	9,4	12,8	15,1	14,7	13,0	11,5	7,9	5,4

Продолжение табл. 2.2.3

Интервалы, м/с	16–17	18–20	21–24	25–28	29–34	35–40	>40
Градация скорости, м/с	15,5–17,5	17,5–20,5	20,5–24,5	24,5–28,5	28,5–34,5	34,5–40,5	40,5
Средняя скорость в интервале	16,5	19,0	22,5	26,5	31,5	37,5	40
$f(v)$, % $v = 7,0$ м/с; $h = 10$ м	2,8	1,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0
$f(v)$, % $v = 8,5$ м/с; $h = 50$ м	4,7	2,7	1,6	0,8	0,5	0,1	0

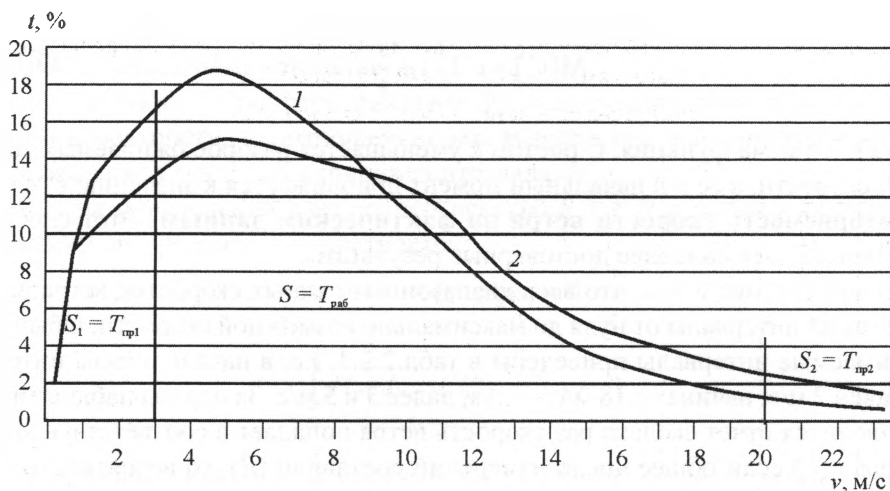


Рис. 2.2.4. Распределение скорости ветра по фактическим данным на высоте флюгера (1) и на высоте ($h = 50$ м) (2) оголовка ВЭУ

В табл.2.2.3 и рис.2.2.4 показано также как изменится распределение скорости ветра при пересчете на высоту оголовка ветроустановки. А в табл.2.2.4 приведены результаты многолетних наблюдений распределения скорости ветра по направлениям и по интервалам скоростей на метеостанциях г. Новороссийска.

Для прогнозирования возможных режимов работы ВЭУ недостаточно иметь лишь суммарные оценки времени работы и простоя. Желательно знать из каких периодов складывается это время. Каково распределение этих периодов по длительности, насколько часто периоды простоя могут сменять периоды работы, какова максимальная длительность простоя. Эти данные дают непрерывные записи скорости ветра с помощью современных систем измерения на базе анемометров и румбомеров. На базе этих данных строится интегральная кривая повторяемости скорости.

Максимальная скорость ветра является основной величиной для расчетов на устойчивость ВЭУ. Максимальная скорость естественно различна на высоте флюгера и на высоте оголовка ВЭУ. На метеостанциях фиксируются максимальные скорости ветра возможные 1 раз в заданное число лет, например 1–5–10–20 лет.

В табл.2.2.5 приведен пример данных по максимальным скоростям.

Максимальная нормативная величина скорости ветра на высоте флюгера, возможная 1 раз в заданное число лет для данной местности задается в справочниках строительных норм и правил [СНиП].

Нормативный скоростной напор по СНиП равен:

Таблица 2.2.4

Результаты многолетних наблюдений распределения скорости ветра по направлениям и скоростям на метеостанции Новороссийска

Распределение ветра по направлениям, %

	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З	Количество лет
январь	16	11	1	11	16	6	4	35	5
февраль	14	10	11	4	19	6	5	31	6
март	13	18	1	13	17	7	4	27	8
апрель	7	18	4	23	17	4	5	22	15
май	6	14	5	30	18	4	4	19	15
июнь	9	15	6	26	13	6	5	20	14
июль	13	17	4	17	8	7	6	28	14
август	15	21	3	12	6	6	7	30	14
сентябрь	10	27	2	1	16	4	8	32	12
октябрь	13	20	2	11	9	4	7	34	11
ноябрь	15	15	1	12	15	4	4	34	7
декабрь	14	15	0	13	16	4	4	34	5
год	12	16	3	16	14	5	5	29	10

Распределение ветра по скоростям

	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34	35-40
январь	17,3	17,5	17,9	14,8	11,7	8,0	5,4	3,5	2,0	1,5	0,2	0,1	0,07	
февраль	17,6	17,5	18,5	15,2	10,6	8,1	5,0	3,4	1,9	1,2	0,6	0,1	0,3	0,1
март	19,3	19,3	16,4	13,4	9,0	7,4	4,5	2,5	2,6	3,3	1,0	0,6	0,3	0,4
апрель	28,8	23,8	19,1	9,8	7,0	4,6	1,9	2,0	1,1	1,3	0,3	0,2	0,1	
май	31,1	26,6	19,4	9,5	5,3	2,6	2,1	1,3	0,9	0,8	0,3	0,1		
июнь	31,6	27,8	19,6	9,7	5,3	2,8	1,2	1,0	0,6	0,3	0,02			
июль	30,6	25,1	22,3	11,0	4,4	3,4	1,7	1,0	0,3	0,2				
август	28,6	24,6	20,2	9,8	7,0	3,7	2,6	1,7	1,0	0,6	0,3	0,02		
сентябрь	26,4	26,4	17,1	8,8	6,5	5,2	2,9	2,6	1,8	1,4	0,5	0,4	0,03	
октябрь	26,2	22,2	17,0	11,5	8,4	5,1	3,2	2,3	1,5	1,7	0,3	0,2	0,2	0,2
ноябрь	22,1	22,6	19,3	11,1	8,5	6,0	4,0	1,9	1,6	2,0	0,4	0,3	0,2	0,03
декабрь	18,1	19,4	18,4	13,3	10,0	7,4	5,0	2,9	2,3	1,9	0,5	0,2	0,6	
год	24,8	22,8	18,8	11,5	7,8	5,3	3,3	2,2	1,5	1,3	0,4	0,2	0,1	0,05

Скорости возможные раз в	5 лет	10 лет	20 лет
	44 м/с	48 м/с	52 м/с

Таблица 2.2.5

Вероятность максимальных скоростей ветра

Метеостанции	Скорость ветра м/с на высоте флюгера 1 раз в				Скорость ветра на высоте 100 м 1 раз в			
	1 год	5 лет	10 лет	20 лет	1 год	5 лет	10 лет	20 лет
Мурманская	18	20	21	22	22	23	34	38
Архангельская	14	15	16	17	21	25	28	30
Мархотский перевал	50	56	58	63				

$$q = 1/2 \rho v_{\max}^2, \quad (2.15)$$

где ρ — плотность воздуха. Номинальная плотность воздуха ρ_0 равна 1,226 кг/м³, при температуре 15 °С (288 К) и давлении, равном 760 мм ртутного столба, т.е. на высоте уровня моря. В зависимости от температуры (T_k) и давления (B мм рт.ст.) давление рассчитывается по формуле:

$$\rho = \rho_0 \frac{288 \cdot B}{760 \cdot T_k} \quad (2.16)$$

Максимальная скорость в [2.15] должна приниматься усредненной за 2-х минутный интервал. Однако по флюгеру усредненное значение не получается, поэтому для максимальной скорости вводится поправка через коэффициент α

$$\alpha = 0,75 + 5/v_{\max \text{ изм}} < 1$$

с учетом поправки

$$v_{\text{нmax}} = \alpha v_{\max \text{ изм}} \quad (2.17)$$

Для расчетов прочности и устойчивости ВЭУ необходимо учитывать порывы ветра и вызываемую ими динамическую добавку (коэффициент) к скоростному напору, которая определяется по формуле:

$$K_{\text{пор}} = v_{\Delta t, \max} / v_r \quad (2.18)$$

где $v_{\Delta t, \max}$ — максимальная скорость ветра усредненная за более длительное время $\Delta t \ll t$.

Если принять $t = 2$ мин, то

$$v_{\text{нmax}} = K_{\text{пор}} \alpha v_{\max \text{ изм}} \quad (2.19)$$

Коэффициент порывистости зависит от принимаемых значений Δt , t , v_r , высоты от поверхности земли, перехватости подстилающей поверхности и ряда других факторов.

Обычно на высоте флюгера $K_{\text{пор}} = 1,2-1,3$, а на высоте $K_{\text{пор}} = 1,15-1,2$.

Данные об устойчивости ВЭУ к штормовому ветру приведены в приложении 2.1.

2.2.2. Энергетические характеристики ветра

При отсутствии турбулентности объем воздуха, проходящий в единицу времени через поперечное сечение площадью A перпендикулярное к вектору скорости ветра обладает кинетической энергией, вычисляемой по известной

формуле. Поскольку речь идет об энергии в единицу времени, то это ни что иное, как мощность:

$$P_0 = mv^2/2, \quad (2.20)$$

где масса m воздуха определяется как масса воздуха в объеме цилиндра или параллелепипеда с площадью основания A и длиной равной скорости v . С учетом плотности воздуха ρ , мгновенная мощность равна:

$$P_0 = 1/2 \rho Av^3 \text{ [Вт]}. \quad (2.21)$$

Средняя удельная мощность за период времени (например, год) с учетом распределения скорости по градациям на этот период может быть определена по выражению:

$$\langle P \rangle = \sum_{i=1}^n P_{(vi)}^{xti} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^n v_i^3 t_i. \quad (2.23)$$

А удельная энергия

$$E_B = \langle P \rangle_{уд} T. \quad (2.24)$$

Энергетическими характеристиками ветра являются валовой, технический и экономический ресурсы или потенциалы.

Валовый (теоретический) потенциал ветровой энергии региона (страны, континента) — это часть среднемноголетней суммарной ветровой энергии, которая доступна для использования на площади региона в течение одного года.

Рассматриваемый регион представляется как совокупность участков, или зон, в каждой из которых удельная мощность ветровой энергии, а также географические, климатические и погодные условия являются однородными по всей площади зоны. Как правило, зоны должны соответствовать расположению метеорологических станций. Валовый потенциал W_B , кВт·ч/год региона представляет сумму валовых потенциалов составляющих его зон.

Удельный валовый потенциал ветровой энергии зоны определяется средней удельной мощностью ветрового потока $\langle P \rangle$, кВт/м²:

$$W_{ув} = \langle P \rangle T/20, \quad (2.25)$$

где $T = 8760$ ч/год.

Рассмотрим вывод формулы [2.25], поскольку это является чрезвычайно важным моментом для определения всех энергетических характеристик. Валовой потенциал определяется в соответствии с допущением, что при обтекании воздушными потоками препятствия («воздушной плотины») высотой H возмущенный поток полностью восстанавливается на расстоянии равном $20H$ после препятствия.

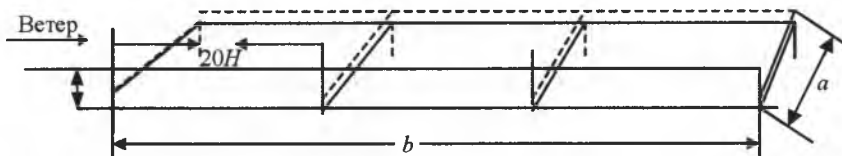


Рис. 2.2.5. Модель определения валового потенциала ветровой энергии

Тогда модель определения валового потенциала ветровой энергии представляет систему «воздушных плотин» высотой H , ориентированных перпендикулярно направлению ветра и расположенных на плоской поверхности Земли с расстоянием $20H$ друг от друга.

Для каждой прямоугольной площадки со сторонами a и b ($S = ab$) с известной удельной энергией (E_B , Вт·ч/м²) проходящих над площадкой воздушных масс задача определения валового потенциала сводится к определению величины пересекаемых воздушными потоками плоскостей и количества этих плоскостей («рамок») на площадке. Сказанное поясняется на рис.2.2.5.

Очевидно, площадь «рамок» равна:

$$A = a \cdot H,$$

а количество рамок на площадке

$$n_p = \frac{b}{20H}.$$

Общая площадь, пересекаемая воздушными потоками

$$S_{\text{расч}} = A \cdot n_p = \frac{a \cdot H \cdot b}{20H} = \frac{S}{20}, \quad (2.26)$$

где $S = a \cdot b$.

Очевидно, что формула (2.26) не изменится, если стороны a и b поменять местами по отношению к скорости ветра. Тогда валовый потенциал ветровой энергии над участком площадью S будет равен,

$$W_B = E_B \cdot S_{\text{расч}} = E_B \cdot \frac{S}{20} = \frac{1}{40} \rho T S \sum_{i=1}^n v_i^3 t_i. \quad (2.27)$$

Итак получается, на первый взгляд парадоксальный результат. Ветровая энергия зависит от площади сечения перпендикулярного скорости ветра, а в формуле (2.27) от площади на поверхности земли. Очевидно весь «фокус» в расстоянии, взятом между «воздушными» потоками.

Как видно из формулы валовый потенциал в явном виде не зависит от толщины слоя H . Эта зависимость проявляется через скорость ветра, которая при-

Среднегодовые скорости ветра v , м/с, и удельные валовые потенциалы ветровой энергии территорий России W_{yb} , кВт·ч/(м² год) (на высоте 50 м над уровнем Земли)

Закрытая местность		Открытая местность		Морской берег		Открытое море		Холмы и горы	
v	W_{yb}	v	W_{yb}	v	W_{yb}	v	W_{yb}	v	W_{yb}
> 6,0	>110	>7,5	>220	> 8,5	> 310	> 9,0	>350	>11,5	>790
5–6,0	66–110	6,5–7,5	130–220	7,0–8,5	180–310	8,0–9,0	260–350	10–11,5	530–790
4,4–5,0	44–66	5,5–6,5	88–130	6,0–7,0	110–180	7,8–8,0	180–260	8,5–10	310–530
3,5–4,5	22–44	4,5–5,5	44–88	5,0–6,0	66–110	5,5–7,0	88–180	7,0–8,5	180–310
< 3,5	<22	< 4,5	<44	< 5,0	<66	< 5,5	< 88	< 7,0	<180

меняется для расчета потенциала. Так в «Атласе ветров России» для определения потенциала взята скорость на высоте 50 м, что по современным параметрам ветроустановок видимо является недостаточным.

Тем не менее приведены в табл.2.2.6 данные позволяют вычислить ориентировочные значения валового потенциала в любой точке России на базе удельного валового потенциала на высоте 50 м над поверхностью земли при различных географических характеристиках местности. Выделенные пять градаций среднегодовых скоростей ветра v , м/с, соответствуют значениям удельного валового потенциала ветровой энергии, представленным в табл.2.2.6.

Валовый потенциал зоны (территории) определяется по формуле

$$W_B = W_{yb} \cdot S, \quad (2.29)$$

где S , м² — площадь зоны земной поверхности.

Технический потенциал ветровой энергии региона — это суммарная электрическая энергия, которая может быть получена в регионе от использования валового потенциала ветровой энергии при современном уровне развития технических средств и соблюдении экологических норм.

Технический потенциал региона представляет сумму технических потенциалов составляющих его зон.

Технический потенциал, таким образом, зависит от параметров ветроэнергетической установки, среднегодовой скорости ветра в зоне на высоте оголовка, а также части площади зоны, пригодной для сооружения установки. Технический потенциал может быть определен по формуле:

$$W_T = W_B C_p \eta_r \eta_p S_T / S, \quad (2.30)$$

где C_p — коэффициент использования энергии ветра, который зависит от скорости ветра по сложному закону, изменяясь от максимального значения по Жуковскому – Бетцу, равного 0,593, до минимального порядка 0,05 (Достиг-

нутое максимальное значение составляет 0,4–0,45. Для указанных выше целей коэффициент принимается равным 0,2. Подробно этот вопрос рассмотрен в разд.3); η_r и η_p — соответственно КПД генератора и редуктора ветроустановки, значения которых можно принять равным 0,9; S_T — площадь зоны (региона) на который с учетом технических и экологических ограничений возможно размещение ветроустановок. Предварительные оценки показывают, что величина этой площади может колебаться от 10 до 30 % всей площади зоны (региона). Принимаем S_T равным 12 %.

Подставляя в (2.30) указанные выше значения, получим соотношение между валовым и техническим потенциалами, равное:

$$W_T/W_B = 0,02.$$

Экономический потенциал ветровой энергии региона — это величина годового поступления электрической энергии в регионе от использования ВЭУ, получение которой экономически оправдано для региона при существующем уровне цен на строительные-монтажные работы, оборудование, производство, транспортировку и распределение энергии и топлива и соблюдении экологических норм.

Экономический потенциал региона представляет сумму экономических потенциалов составляющих его зон.

На основе анализа данных по отводу площадей для размещения ветроэнергетических установок и технических характеристик ВЭУ в ведущих странах мира принимаем, что технический потенциал региона составляет 2 % от его валового потенциала, а экономический потенциал составляет 0,5 % от технического потенциала этого региона. В приложениях 2.2 и 2.3 даны примеры расчетов ветроэнергетических ресурсов.

2.2.3. Распределение ресурсов ветровой энергии по федеральным округам Российской Федерации

Разработанные методы определения ветроэнергетических потенциалов и проведение расчетов для конкретных регионов (федеральных округов, субъектов Российской Федерации и России в целом) позволяют установить научно обоснованные зависимости удельных параметров потенциалов от характеристик ветровой обстановки в регионе и технико-экономических параметров ВЭУ, а также требования по эффективности установок к ресурсам их работы, капитальным затратам и ценам электроэнергии из традиционных видов топлива.

В приложении 2.2 приведены выполненные расчеты ветроэнергетических потенциалов двух районов европейского Севера России: о. Харлов, Мурманской обл., и п. Мезень, Архангельской обл. Эти результаты не только являются примерами применения разработанных методик, но имеют и самостоятель-

ное значение, представляя ветроэнергетические характеристики конкретных округов, причем потенциалы о. Харлов в действительности характеризуют районы России с максимальными значениями удельной ветровой энергии.

В табл.2.2.7 представлено распределение валового, технического и экономического потенциалов ветровой энергии, выраженных в киловатт-часах и тоннах условного топлива по всем федеральным округам России и в России в целом, полученное на основе результатов расчета удельного валового потенциала по субъектам с учетом их географических характеристик.

При этом, при пересчете потенциала из кВт·ч в условное топливо в соответствии с международной практикой, использованы два подхода:

а) определение потенциала ветровой энергии по объему замещения, т.е. по удельному расходу условного топлива на выработку одного кВт·ч электрической энергии на тепловых электростанциях, в расчете принято 340 г.у.т./кВт·ч (вторая строка в таблице);

б) определение потенциала ветровой энергии по теоретическому эквиваленту 1 кВт·ч \cong 122,84 г.у.т. (третья строка в таблице).

Таблица 2.2.7

**Распределение ресурсов ветровой энергии
по федеральным округам Российской Федерации**

Наименование округа	Площадь, тыс. кв. км	Валовый потенциал округа, млрд. кВт·ч/год млн. т.у.т./год (зам) млн. т.у.т./год	Технический потенциал округа, млрд. кВт·ч/год млн. т.у.т./год (зам) млн. т.у.т./год	Экономический потенциал округа, млрд. кВт·ч/год млн. т.у.т./год (зам) млн. т.у.т./год
Центральный округ	652,8	30347,4	607,0	3,035
		10318,1	206,4	1,032
		3727,9	74,6	0,373
Северо-Западный округ	1677,9	173033,7	3460,7	17,303
		58831,5	1176,6	5,883
		21255,5	425,1	2,126
Южный округ	589,2	71423,5	1428,5	7,142
		24284,0	485,7	3,428
		8773,7	175,5	0,877
Приволжский округ	1035,9	94502,0	1890,0	9,450
		32130,8	642,6	3,213
		11608,6	232,2	1,161
Уральский округ	1788,9	646794,7	12935,9	64,679
		219910,2	4398,2	21,991
		79452,3	1589	7,945
Сибирский округ	5114,8	605192,0	12103,8	60,519
		205765,3	4115,3	20,577
		74341,8	1486,8	7,434
Дальневосточный округ	6215,9	987761,9	19755,2	98,776
		335839,0	6716,8	33,584
		121336,7	2426,7	12,134
Россия в целом	17075,4	2609055,0 887078,7 320496,3	52181,0 17741,6 6409,9	260,906 88,708 32,05

Приложение 2.1.

К вопросу об устойчивости ветроустановок к штормовому ветру

Буревая скорость ветра $v_{\text{бур}}$ по данным испытаний прототипов

Тип ветроустановки (фирма)	Страна, в которой производится ветроустановка	Мощность, кВт	Буревая скорость, м/с (высота башни, м)
Fuhrlander FL250	Германия	50/250	67 (42)
WERGNET GEV MP	Франция	250-275	85 (50)
ENERCON E-30/3.30	Германия	300	н.д.
S.33 (Suzlon)	Германия	100/350	67 (50)
AN BONUS 600 kW/44-3	Германия	120/600	55 (42,3; 50; 55; 58)
DeWind D4/600 kW	Германия	600	49,1 (60)
ENERCON E-40/6.44	Германия	600	н.д.
PWE 650	Германия	600	48,8 (49); 49,4 (74)
RE power	Германия	120/600	65,1 (50)
ECOTECNIA 44	Испания	640	70 (35)
ECOTECNIA 48	Испания	750	59,3 (45)
RE power 48/750	Германия	150/750	65,1 (50)
Fuhrlander FL 800	Германия	200/800	55 (60)
NORDEX N50	Германия	200/800	65,1 (50); 55,3 (70)
Vestas V52/850 kW	Германия	850	56,3 (65); 49,4 (74) 50,2 (86)
GE Wind Energy 900s	Германия	900	59,5 (46,4)
NM 52/900 (MICON)	Германия	200/900	59,5 (61,5)
AN BONUS 1 MW/54	Германия	200/1000	55 (50-60-70)
DeWind D6/1000 kW	Германия	1000	50,5 (68,5)
ENERCON E-58/10.58	Германия	1000	н.д.
Fuhrlander FL1000	Германия	250/1000	50 (70)
NM 60/1000 (MICON)	Германия	250/1000	54,4 (70)
S.60 (Suzlon)	Германия	250/1000	67 (60)
Win Wind WWD-1	Финляндия	1000	59 (56)
DeWind D6/62-1,25 MW	Германия	1250	61,9 (65)
De Wind D6/64-1,25 MW	Германия	1250	53,8 (68)
ECOTECNIA 62	Испания	1250	70 (60)
S64 (Suzlon)	Германия	250/1250	67 (60)
AN BONUS 1,3 MW/62	Германия	250/1300	55 (60-68-80-90)
NORDEX N60	Германия	250/1300	61,5 (60); 50,1 (85)
NORDEX N62	Германия	250/1300	55,3 (60) 49 (69 м)
Fuhrlander FL MD 70	Германия	1500	56 (65)
Fuhrlander FL MD 77	Германия	1500	51,6 (61,5)
Fuhrlander FL250	Германия	50/250	67 (42)
WERGNET GEV MP	Франция	250-275	85 (50)
ENERCON E-30/3.30	Германия	300	н.д.
S.33 (Suzlon)	Германия	100/350	67 (50)
AN BONUS 600 kW/44-3	Германия	120/600	55 (42,3; 50; 55; 58)
DeWind D4/600 kW	Германия	600	49,1 (60)
ENERCON E-40/6.44	Германия	600	н.д.
PWE 650	Германия	600	48,8 (49); 49,4 (74)
RE power	Германия	120/600	65,1 (50)
ECOTECNIA 44	Испания	640	70 (35)
ECOTECNIA 48	Испания	750	59,3 (45)

Тип ветроустановки (фирма)	Страна, в которой производится ветроустановка	Мощность, кВт	Буревая скорость, м/с (высота башни, м)
RE power 48/750	Германия	150/750	65,1 (50)
Fuhrlander FL 800	Германия	200/800	55 (60)
NORDEX N50	Германия	200/800	65,1 (50); 55,3 (70)
Vestas V52/850 kW	Германия	850	56,3 (65); 49,4 (74) 50,2 (86)
GE Wind Energy 900s	Германия	900	59,5 (46,4)
NM 52/900 (MICON)	Германия	200/900	59,5 (61,5)
AN BONUS 1 MW/54	Германия	200/1000	55 (50-60-70)
DeWind D6/1000 kW	Германия	1000	50,5 (68,5)
ENERCON E-58/10.58	Германия	1000	н.д.
Fughrlander FL1000	Германия	250/1000	50 (70)
NM 60/1000 (MICON)	Германия	250/1000	54,4 (70)
S.60 (Suzlon)	Германия	250/1000	67 (60)
Win Wind WWD-1	Финляндия	1000	59 (56)
DeWind D6/62-1,25 MW	Германия	1250	61,9 (65)
De Wind D6/64-1,25 MW	Германия	1250	53,8 (68)
ECOTECNIA 62	Испания	1250	70 (60)
S64 (Suzlon)	Германия	250/1250	67 (60)
AN BONUS 1,3 MW/62	Германия	250/1300	55 (60-68-80-90)
NORDEX N60	Германия	250/1300	61,5 (60); 50,1 (85)
NORDEX N62	Германия	250/1300	55,3 (60) 49 (69 м)
Funrlander FL MD 70	Германия	1500	56 (65)
Fuhrlander FL MD 77	Германия	1500	51,6 (61,5)

Приложение 2.2.

Ветроэнергетические ресурсы о. Харлов, Мурманской области

1. Характеристики скорости ветра

О. Харлов, Мурманской обл., расположен в Баренцевом море вблизи северного побережья Кольского полуострова, относится к районам с самым высоким в России уровнем удельной ветровой энергии. На острове имеется метеостанция, регулярные наблюдения проводятся с 60-х годов.

Характерной особенностью ветровой обстановки является сезонная неравномерность скоростей ветра, соответствующая тому, что интенсивность ветра в осенние и зимние месяцы значительно выше, чем в летние. Данные, представленные в табл.2.2.1, показывают, что среднемесячная скорость ветра зимой более чем в 2 раза превышает среднемесячную скорость ветра летом, причем абсолютная разница скоростей составляет более 6 м/с.

Средняя скорость ветра в каждом месяце превышает значение 5 м/с, определяющее границу эффективности ВЭУ, причем совпадение максимума скорос-

Таблица 2.2.1

Значения среднемесячной скорости ветра $\langle v \rangle_j$, м/с, на о. Харлов (высота флюгера 10 м)

Месяц, j	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\langle v \rangle_j$	12,8	12,2	10,5	9,1	8,0	6,6	6,2	6,8	7,9	9,5	10,2	11,1

Таблица 2.2.2

Повторяемость направлений ветра τ_i [%] и классы открытости по Милевскому K_{oi} метеостанции на о. Харлов

Направление	C	C-B	B	Ю-B	Ю	Ю-3	3	C-3
Повторяемость τ_i , %	10	7	8	8	8	30	17	12
Класс открытости K_{oi}	12	12	12	7	7	7	7	12

тей ветра с сезонным пиком потребления тепловой и электрической энергии является весьма важным для практического использования ветровой энергии.

Местность о. Харлов характеризуется высокой степенью открытости, а роза ветров довольно широка с некоторым преимуществом юго-западного направления ветра. Повторяемость направлений ветра τ_i по восьми направлениям сторон света ($i = 1, 2, \dots, 8$) и соответствующие классы открытости K_{oi} по Милевскому представлены в табл.2.2.2.

Фактический класс открытости метеостанции о. Харлов K_ϕ , оказывается равным:

$$K_\phi = \sum_{i=1}^8 K_{oi} \tau_i = 8,85. \quad (2.2.1)$$

Значения приведенной среднегодовой скорости ветра в десятилетний период 1966–1975 гг., скорректированные с учетом значения K_ϕ , представлены в табл.2.2.3.

За данный период времени средняя скорость ветра $\langle v \rangle$ составила 9,2 м/с, ее среднеквадратичное отклонение $S_v = 0,75$ м/с и коэффициент вариации $C_v = S_v / \langle v \rangle = 8,2$ %.

Значения фактической повторяемости скоростей ветра за этот же период τ_p %, соответствующие средним значениям скорости v_p м/с, (и интервалам скорости Δv_p м/с; $i = 1, 2, \dots, 14$), представлены в табл.2.2.4.

Таблица 2.2.3

Значения среднегодовой скорости ветра, м/с, на о.Харлов (высота флюгера 10 м)

Год	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Среднегодовая скорость ветра, м/с	9,5	9,2	10,4	10,4	9,6	8,8	8,3	8,5	8,5	9,3

**Фактическая повторяемость скоростей ветра на о. Харлов
(по данным 1966–1975 гг.; высота флюгера 10 м)**

v_i , м/с	Δv_i , м/с	τ_i , %
0,75	1,5	4,9
2,5	2	7,5
4,5	2	13,6
6,5	2	15,6
8,5	2	15,4
10,5	2	13,1
12,5	2	9,9
14,5	2	6,6
16,5	2	5,5
19,0	3	5,1
22,5	4	1,6
26,5	4	0,7
29,5	2	0,4
31,0	∞ ($v > 30,5$)	0,1

2. Расчет основных параметров распределения Вейбулла для скорости ветра

Для построения аналитической функции распределения скорости ветра по фактическим данным повторяемости скоростей используется метод моментов, который основан на равенстве математических ожиданий первого и второго начальных моментов скорости, полученных из распределения Вейбулла, экспериментальным оценкам соответственно среднего значения скорости и среднего квадрата скорости. Используя эти равенства, после вычислений по данным табл. 4. получаем следующие уравнения:

$$c_{\Phi} \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_{\Phi}}\right) = \sum_{i=1}^n v_i t_i = 9,30 \text{ м/с}; \quad (2.2.2)$$

$$c_{\Phi}^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{k_{\Phi}}\right) = \sum_{i=1}^n v_i^2 t_i = 115,6 \text{ (м/с)}^2. \quad (2.2.3)$$

Отсюда находим значения параметров распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте флюгера $h_{\Phi} = 10$ м:

$$c_{\Phi} = 10,46 \text{ м/с}; \quad k_{\Phi} = 1,8. \quad (2.2.4)$$

Параметры распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте оголовка ВЭУ $h = 75$ м, включают масштабный параметр по оси скоростей β , т.е. коэффициент возрастания средней скорости с высотой:

$$\beta = \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^m = 7,5^m = 1,50. \quad (2.2.5)$$

Здесь использовано среднегодовое значение $m = 0,2$, для прибрежных районов, к которым относится весь о. Харлов, следует использовать скорректированное значение коэффициента возрастания скоростей ветра:

$$\beta = 1,33. \quad (2.2.6)$$

Таким образом, значения параметров c и k распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте $h = 75$ м принимаются равными:

$$c = c_{\phi} \cdot \beta = 10,46 \cdot 1,33 \text{ м/с} = 13,91 \text{ м/с}; \quad k = k_{\phi} = 1,8. \quad (2.2.7)$$

3. Расчет удельной мощности и удельной энергии ветрового потока

При использовании экспериментальных повторяемостей скоростей t_i на высоте 10 м средняя удельная мощность потока ветровой энергии $\langle P \rangle$, Вт/м² на высоте 75 м оказывается равной:

$$\langle P \rangle = \sum_{i=1}^n P(v_i) t_i = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^n (v_i \beta)^3 t_i = 2508,1 \text{ Вт/м}^2. \quad (2.2.8)$$

Здесь принято значение $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ для плотности воздуха в нормальных условиях: давление — 760 мм рт.ст., температура — 15 °С.

При использовании распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте 75 м получается следующее математическое ожидание мощности:

$$M[P] = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} (v \beta)^3 f(v) dv = \frac{1}{2} \rho (c_{\phi} \beta)^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right), \quad (2.2.9)$$

что дает значение $M[P] = 2489,8 \text{ Вт/м}^2$. Отличие от значения (2.1.8) составляет всего 0,7 %. Это подтверждает высокую адекватность аналитической функции распределения.

Средняя годовая удельная энергия ветра E_B равна:

$$E_B = \langle P \rangle T = 1971 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}), \quad (2.2.10)$$

где $T = 8760$ ч/год.

4. Валовый потенциал ветровой энергии

Валовый потенциал ветровой энергии о. Харлов равен:

$$W_B = E_B (S/20) = 1,099 \cdot S \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}, \quad (2.2.11)$$

где S , км² — площадь территории о. Харлов.

При этом удельный валовый потенциал, представляющий годовой приход ветровой энергии на единицу площади поверхности региона, равен: $W_B/S = E_B/20 = 1099 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ и в действительности оказывается одним из наибольших по территории России.

5. Технический потенциал ветровой энергии

Поскольку роза ветров на о. Харлов довольно широко распределена по румбам, то ВЭУ целесообразно размещать в прямоугольной сетке с расстоянием между ближайшими станциями $10D$ (D — диаметр ветроколеса). При этом на площади S_T , перспективной для использования ветровой энергии, можно разместить $S_T/(100D^2)$ установок, так что технический потенциал ветровой энергии, кВт·ч/год, можно представить как:

$$W_T = KN_p TS_T/(100D^2), \quad (2.2.12)$$

где N_p , кВт — расчетная мощность ВЭУ, $T = 8760$ ч/год.

При использовании и значений параметров ВЭУ с расчетной мощностью $N_p = 1000$ кВт на высоте $h = 75$ м (диаметр ветроколеса $D = 60$ м, скорость включения $v_b = 5$ м/с, расчетная скорость $v_p = 15$ м/с, скорость отключения $v_o = 25$ м/с), масштабного фактора скорости $\beta = 1,33$ и повторяемостей скоростей t_p , соответствующих высоте $h_\phi = 10$ м, получаются значения (для площади S_T , км², пригодной для использования ВЭУ):

$$K = 0,56; \quad (2.2.13)$$

$$W_T = 1,35 \cdot 10^7 \cdot S_T, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}. \quad (2.2.14)$$

При этом удельный технический потенциал, представляющий максимальную энергию, которая может быть получена с единицы площади в регионе от ветровой энергии, равен:

$$W_T/S_T = 13,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}).$$

6. Экономический потенциал ветровой энергии

Экономический потенциал ветровой энергии региона составит, в соответствии с условиями принятыми в разд.3.3, 0,5 % от технического потенциала.

$$W_3 = W_T \cdot 0,005 = 1,35 \cdot 10^7 \cdot 0,005 \cdot S_T, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.} \quad (2.2.15)$$

Приложение 2.3.

Ветроэнергетические ресурсы территории п. Мезень, Архангельской области

1. Характеристики скорости ветра

П. Мезень, Архангельской обл. расположен на обширной низменной равнине в долине реки Мезень. Метеостанция находится на окраине села Малая Слобода в районе аэропорта с координатами $65^{\circ} 54'$ северной широты и $44^{\circ} 12'$ восточной долготы. Рельеф местности — низменная болотистая равнина, покрытая лесотундровой растительностью. Ближайшие кустарники находятся на расстоянии 1–2 км к северу и востоку от станции.

Данные, представленные в табл.2.3.1, показывают, что по сравнению с ветровой обстановкой о. Харлов, в п. Мезень среднемесячная скорость ветра намного меньше, особенно в зимние месяцы, а сезонная неравномерность скоростей ветра довольно слабая. Среднемесячная скорость ветра зимой превышает среднемесячную скорость ветра летом всего примерно в 1,2 раза, причем абсолютная разница скоростей на высоте 10 м достигает только 1 м/с.

Среднегодовая скорость ветра в районе установки ветроагрегата составляет 5,3 м/с и в большинстве месяцев превышает значение 5 м/с, что по общепринятым нормам достаточно для эффективного использования ветроэлектрических агрегатов.

Таблица 2.3.1

Значения среднемесячной скорости ветра $\langle v \rangle_j$, м/с, в п.Мезень (высота флюгера 10 м)

Месяц, j	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\langle v \rangle_j$	5,6	5,3	5,6	5,0	5,6	5,5	4,9	4,5	4,9	5,3	5,5	5,4

Таблица 2.3.2

Повторяемость направлений ветра τ_i , %, на метеостанции в п. Мезень

Направление	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З
Повторяемость τ_i , %	12	10	8	18	18	12	10	12

Фактическая повторяемость скоростей ветра в п. Мезень (высота флюгера 10 м)

v_i , м/с	Δv_i , м/с	τ_i , %
0,75	1,5	7,7
2,5	2	22,1
4,5	2	28,4
6,5	2	20,6
8,5	2	12,3
10,5	2	4,6
12,5	2	2,3
14,5	2	1,1
16,5	2	0,7
19,0	3	0,2
22,5	∞ ($v > 20,5$)	0,02

Местность п. Мезень характеризуется высокой степенью открытости, причем открытость метеостанции практически одинакова по всем направлениям, т.е. фактический класс открытости метеостанции K_ϕ совпадает с классом открытости местности K_o . Роза ветров довольно широка с некоторым преимуществом юго-восточного и южного направлений ветра. Повторяемость направлений ветра τ_i по восьми направлениям сторон света ($i = 1, 2, \dots, 8$) представлены в табл.2.3.2.

При этом в зимнее время года преобладают ветра юго-восточного, южного и юго-западного направлений. В летнее время (май, июнь, июль и август) преобладают ветра северного, северо-восточного, юго-восточного и северо-западного направлений.

Значения фактической повторяемости скоростей ветра за многолетний период τ_i , %, соответствующие средним значениям скорости v_i , м/с, (и интервалам скорости Δv_i , м/с; $i = 1, 2, \dots, 11$), представлены в табл.2.3.3.

2. Расчет основных параметров распределения Вейбулла для скорости ветра

После вычислений по данным табл.2.3.3 получаем следующие уравнения:

$$c_\phi \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_\phi}\right) = \sum_{i=1}^n v_i t_i = 5,36 \text{ м/с}; \quad (2.3.1)$$

$$c_\phi^2 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{2}{k_\phi}\right) = \sum_{i=1}^n v_i^2 t_i = 38,47 \text{ (м/с)}^2. \quad (2.3.2)$$

Отсюда находим значения параметров распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте флюгера $h_\phi = 10$ м:

$$c_{\phi} = 6,02 \text{ м/с}; \quad k_{\phi} = 1,77. \quad (2.3.3)$$

Параметры распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте оголовка ВЭУ $h = 75$ м, включают масштабный параметр по оси скоростей β , т.е. коэффициент возрастания средней скорости с высотой:

$$\beta = \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^m = 7,5^m = 1,50. \quad (2.3.4)$$

где использовано среднегодовое значение $m = 0,2$.

Таким образом, значения параметров c и k распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте $h = 75$ м принимаются равными:

$$c = c_{\phi} \cdot \beta = 6,02 \cdot 1,50 \text{ м/с} = 9,03 \text{ м/с}; \quad k = k_{\phi} = 1,77. \quad (2.3.5)$$

3. Расчет удельной мощности и удельной энергии ветрового потока

При использовании экспериментальных повторяемостей скоростей τ_i на высоте 10 м средняя удельная мощность потока ветровой энергии $\langle P \rangle$, Вт/м² на высоте 75 м оказывается равной:

$$\langle P \rangle = \sum_{i=1}^n P(v_i) t_i = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^n (v_i \beta)^3 t_i = 704,0 \text{ Вт/м}^2. \quad (2.3.6)$$

Здесь принято значение $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ для плотности воздуха в нормальных условиях: давление — 760 мм рт.ст., температура — 15 °С.

При использовании распределения Вейбулла для скоростей ветра на высоте 75 м получается следующее математическое ожидание мощности:

$$M[P] = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} (v\beta)^3 f(v) dv = \frac{1}{2} \rho (c_{\phi} \beta)^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right), \quad (2.3.7)$$

что дает значение $M[P] = 694,9 \text{ Вт/м}^2$. Отличие от значения (2.6) составляет 1,4 %. Это подтверждает достаточно высокую адекватность аналитической функции распределения.

Средняя годовая удельная энергия ветра E_B равна:

$$E_B = \langle P \rangle T = 173 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}), \quad (2.3.8)$$

где положено $T = 8760$ ч/год.

4. Валовый потенциал ветровой энергии

В соответствии с формулой (3.3.4) валовый потенциал ветровой энергии равен:

$$W_B = E_B (S/20) = 3,09 \cdot S \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}, \quad (2.3.9)$$

где S , км² — площадь территории п. Мезень.

Сравнение с результатом (2.2.11) показывает, что удельный валовый потенциал ветра на территории п. Мезень равен:

$$W_B/S = E_B/20 = 309 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}),$$

т.е. примерно в три раза меньше удельного валового потенциала ветра на о. Харлов.

5. Технический потенциал ветровой энергии

Поскольку роза ветров в п. Мезень довольно равномерно распределена по румбам, то ВЭУ целесообразно размещать в прямоугольной сетке с расстоянием между ближайшими станциями $10D$, как и при рассмотрении потенциалов ветровой энергии о. Харлов. При этом на площади S_T , перспективной для использования ветровой энергии, можно разместить $S_T/(100D^2)$ установок, так, что технический потенциал ветровой энергии, кВт·ч/год, по-прежнему дается выражением (2.2.12).

При использовании параметров ВЭУ с расчетной мощностью $N_p = 1000$ кВт на высоте $h = 75$ м, соответствующих предыдущему разделу, масштабного фактора скорости $\beta = 1,50$, повторяемостей скоростей τ_p , соответствующих высоте $h_\phi = 10$ м (табл.2.2.3), и выражения (3.33) получаются значения [19]:

$$K = 0,33; \quad (2.3.10)$$

$$W_T = 8,03 \cdot 10^6 \cdot S_T, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}. \quad (2.3.11)$$

где S_T , км² — площадь, пригодная для использования ВЭУ.

Сравнение с результатами (2.1.13), (2.1.14) показывает, что на территории п. Мезень удельный технический потенциал ветра,

$$W_T/S_T = 8,03 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/(\text{м}^2 \cdot \text{год}),$$

и коэффициент использования установленной мощности $K = 0,33$, примерно в 1,7 раза меньше соответствующих величин для ветра на о. Харлов.

6. Экономический потенциал ветровой энергии

Экономический потенциал ветровой энергии W_3 равен:

$$W_3 = W_T \cdot 0,005 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.} \quad (2.3.12)$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 2

1. *Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А., Виссарионов В.И., Евдокимов В.М., Малинин Н.К., Огородов Н.В., Пузаков В.Н., Сидоренко Г.И., Шпак А.А.* Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / Под редакцией П.П. Безруких. — С.-Пб., 2002. — 314 с.
2. *Старков А.Н., Ландберг А. (Дания), Безруких П.П., Борисенко М.М.* Атлас ветров России. — М.: Можайск-Терра, 2000. — 560 с.
3. *Безруких П.П., Дегтярев В.В., Елистратов В.В., Панцхава Е.С., Петров Э.С., Пузаков В.Н., Сидоренко Г.И., Тарнижевский Б.В., Шпак А.А., Ямпольский А.А.* Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местных видов топлива (показатели по территориям) / Под редакцией П.П. Безруких. — М.: ИАЦ «Энергия», 2007. — 272 с.
4. *Васильев Ю.С., Безруких П.П., Елистратов В.В., Сидоренко Г.И.* Оценка ресурсов возобновляемых источников энергии России. Учебное пособие. — С.-Пб.: Издательство Политехнического университета, 2008. — 250 с.
5. *Безруких П.П., Стребков Д.С.* Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технология. — М.: Изд-во ГНУ ВИЭСХ, 2005. — 264 с.
6. *Wind Energy – The Facts. A guide to the technology, economics and future of wind power, EWEA, London – Sterling, VA, 2009. — 568 p.*
7. *Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р.* Использование энергии ветра в районах Севера. — М.: Наука, 1989. — 208 с.
8. *Твайделл Дж., Уэйр А.* Возобновляемые источники энергии / Перевод с англ. Под ред. В.А. Коробкова. — М.: Энергоатомиздат, 1982. — 272 с.
9. *Сабинин Г.Х.* Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей // Труды ЦАГИ. Вып. 104. 1931.
10. *Андреанов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р.* Ветроэнергетические станции / Под общей ред. проф. В.Н. Андреанова. — М.: ГЭИ, 1960. — 320 с.
11. *Борисенко М.М.* Вертикальные профили ветра и температуры в нижних слоях атмосферы // Труды ГГО им. Воейкова. Вып. 320. 1974.

Глава 3.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ МОЩНЫХ ВЕТРОУСТАНОВОК

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЕТРОУСТАНОВОК

Ветроустановка (ВЭУ) преобразует кинетическую энергию ветра в механическую или электрическую энергию, удобную для практического использования. Механическая энергия, главным образом, используется для подъема воды в сельских или удаленных местностях. Ветроэнергетические установки производят электрическую энергию для бытовых и промышленных нужд, работают в общей электрической сети или автономно, или совместно с другими автономными электростанциями. Существует два основных вида установок: ветроустановки с горизонтальной осью вращения (рис. 3.1) и ветроустановки с вертикальной осью вращения (рис. 3.2). Ветроустановки с горизонтальной осью составляют около 98 % всех ветроустановок, подключенных к сетям энергосистем.

Ветроустановка включает следующие основные элементы и узлы: *роотор* или ветроколесо, который преобразует энергию ветра в энергию вращения вала;

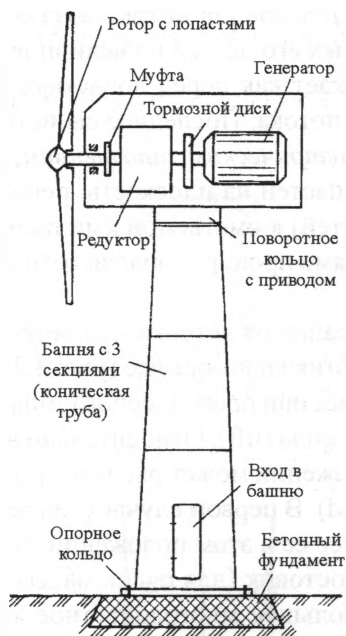


Рис 3.1. Ветроустановка с горизонтальной осью вращения

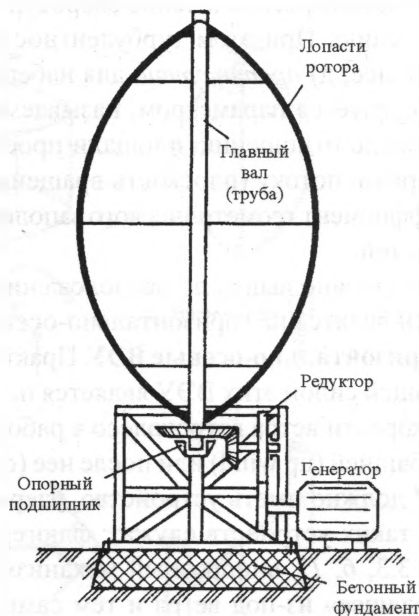


Рис 3.2. Ветроустановка с вертикальной осью вращения (роотор Даррье)

кабину или гондолу, в которой обычно расположен редуктор (некоторые турбины работают без редуктора); генератор и другое механическое и электрическое оборудование; башню, которая поддерживает ротор и кабину; электрическое и электронное оборудование: панели управления, электрические кабели, систему заземления, оборудование для подключения к сети, систему молниезащиты и др.; фундамент, определяющий устойчивость ветроустановки при воздействиях нагрузки.

Ветроэнергетические установки классифицируются по многим признакам: конструкции ветроколеса, положению его оси вращения по отношению к поверхности земли, принципу действия, скорости вращения и т.д.

При возможности взаимодействия воздушного потока с лопастями ветроколеса возникают соответствующие силы. Так, если обозначить скорость воздушного потока v_0 , а скорость лопасти v , то результатом этого взаимодействия будет скорость потока относительно лопасти, которую обозначим $v_{вз}$. При этом взаимодействия возникают: а) сила сопротивления F_c (drag force), параллельная вектору относительной скорости набегающего потока $v_{вз}$; б) подъемная сила (lift force) F_n , направленная перпендикулярно силе. В отличие от самолетов эта сила не поднимает ВЭУ, а заставляет вращаться ветроколесо; в) завихрение обтекающего лопасти потока воздуха, в результате которого возникает закрутка воздушного потока за ветроколесом, т.е. его вращение относительно вектора скорости набегающего потока; г) турбулизация потока воздуха, т.е. хаотическое распределение скорости отдельных его частей по величине и направлению. При этом турбулентность возникает как перед лопастью, так и после нее; д) препятствие для набегающего потока. Последнее свойство характеризуется параметром, называемым геометрическим заполнением, которое равно отношению площади проекции лопастей на плоскость, перпендикулярную потоку (плоскость вращения лопастей) к ометаемой ими площади. Коэффициент геометрического заполнения прямо пропорционален количеству лопастей.

Как сказано выше, по расположению оси вращения ветроколеса ветроустановки делятся на горизонтально-осевые и вертикально-осевые (рис. 3.3).

Горизонтально-осевые ВЭУ. Практически все они пропеллерного типа. Вращающей силой этих ВЭУ является подъемная сила (lift). Относительно вектора скорости ветра ветроколесо в рабочем положении может располагаться перед башней (up wind) или после нее (down wind). В первом случае («на ветер») ВЭУ должно иметь устройство, удерживающее ее в этом положении. В качестве таких устройств служат: флюгер или хвостовик (для очень малых ВЭУ, рис. 3.3, б, 1), виндрозный механизм — небольшое многолопастное колесо «уходящее» из-под ветра и тем самым автоматически устанавливающее основное ветроколесо на ветер (для ВЭУ мощностью до 250 кВт, рис 3.3, б, 2);

электрический или гидравлический механизм, приводимый в движение датчиком направления скорости ветра (рис. 3.3, б, 3).

Во втором случае («под ветер») ветроколесо устанавливается автоматически, силой лобового давления (рис. 3.3, б, 4), но при этом оно частично затеняется башней и гондолой, которые турбулизируют поток, снижая тем самым

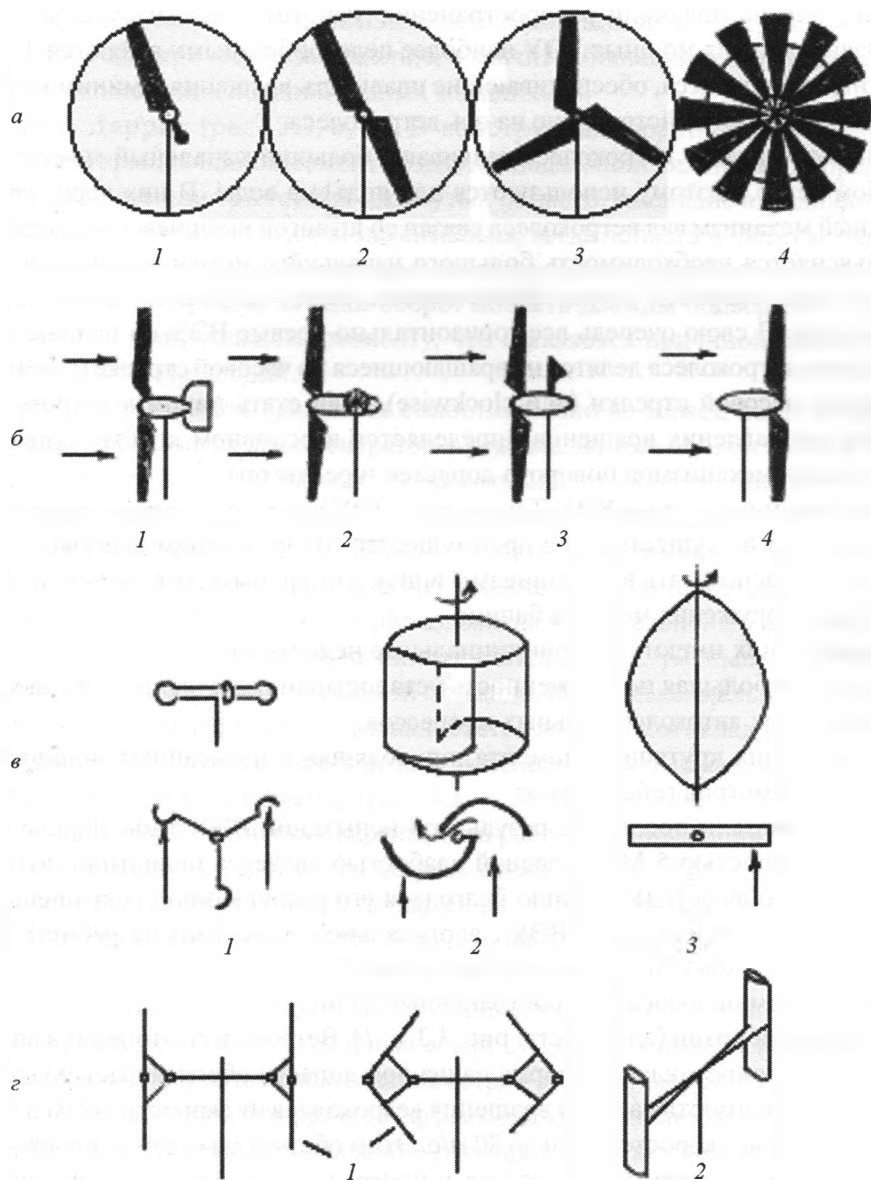


Рис. 3.3. Типы ветроколес

эффективность использования энергии ветра. Все современные мощные ВЭУ ориентированы «на ветер».

По числу лопастей ветроустановки бывают одно, двух, трех и многолопастные (рис. 3.3, а, 1; а, 2; а, 3 и а, 4 соответственно).

В электроветрогенераторах используются обычно двух- и трехлопастные колеса. Известны конструкции однолопастных ВЭУ мощностью до 300 кВт, однако они не получили распространения. Работами датских ученых было показано, что для мощных ВЭУ наиболее целесообразными являются 3-х лопастные ветроколеса, обеспечивающие плавность вращения и минимизирующие моменты воздействующие на ось ветроколеса.

Многолопастные ветроколеса развивают больший начальный момент при слабом ветре, поэтому используются для подъема воды. В них через кривошипный механизм вал ветроколеса связан со штангой поршневого насоса, чем и объясняется необходимость большого начального момента трогания. При увеличении скорости ветра эффективность таких ветроколес существенно снижается. В свою очередь все горизонтально-осевые ВЭУ по направлению вращения ветроколеса делятся на вращающиеся по часовой стрелке (clockwise) и против часовой стрелки (anti clockwise), если стать лицом к ветроколесу. Выбор направления вращения определяется в основном конструктивными решениями механизмов поворота лопастей и редуктора.

Вертикально-осевые ВЭУ. Такого рода ВЭУ не требуют ориентации на ветер и в этом их существенное преимущество. Второе преимущество — возможность располагать все механизмы внизу, а стало быть, отсутствие необходимости сооружения мощной башни.

Однако у них имеются и принципиальные недостатки:

а) гораздо большая подверженность усталостным разрушениям, из-за часто возникающих автоколебательных процессов;

б) пульсация крутящего момента, приводящая к пульсациям мощности и других параметров генераторов;

в) как показали последние результаты испытаний ВЭУ типа Даррье и Н-ротора мощностью 5 МВт, главной слабостью является подпятник-подшипник главного вала ВЭУ. Именно благодаря его разрушению прекращены попытки сооружения мощных ВЭУ с вертикальной осью. Хотя разработки ВЭУ небольшой мощности успешно продолжаются.

Рассмотрим наиболее распространенные из них.

Чашечный ротор (анемометр, рис. 3.3, в, 1). Ветроколесо этого типа вращается силой сопротивления, форма чашечной лопасти обеспечивает почти линейную зависимость частоты вращения ветроколеса от скорости ветра в большем диапазоне скоростей: от 0 до 80 м/с. Этим обстоятельством и объясняется использование данного ветроколеса в измерительных приборах, в качестве датчика скорости ветра.

Ротор Савониуса (рис. 3.3, в, 2). Это ветроколесо также вращается силой сопротивления. Его лопасти отличаются простотой и дешевизной. Первое ветроколесо автора (1922 г.) изобретения финского инженера Савониуса (S.I. Savonius) вообще представляло собой разрезанную на две части бочку, посаженную на ось, как показано на рис. 3.3, в, 2. Вращающийся момент создается благодаря разнице моментов сопротивления, оказываемых воздушному потоку вогнутой и выпуклой относительно него лопастями ветра. Ветроколесо имеет большое геометрическое заполнение, а значит и большой начальный момент, что необходимо для водоподъемных механизмов.

Ротор Даррье (рис. 3.3, в, 3). В конструкции французского инженера (Darrieus) вращающийся момент создается подъемной силой. Ротор представляет собой две или три тонких изогнутых лопасти, имеющие аэродинамический профиль. Подъемная сила максимальна, когда лопасть пересекает набегающий воздушный поток и минимальна, когда лопасть движется параллельно потоку. Таким образом, за один оборот лопасть дважды подвергается максимальному и минимальному моменту, что и является причиной большинства усталостных разрушений.

Ротор Даррье начать вращаться самостоятельно не может, поэтому для его запуска используется либо генератор в режиме двигателя, либо специальный двигатель. Необходимость иметь независимый источник питания для запуска, существенно снижает возможности распространения данного типа ВЭУ.

Ротор Масгрува (рис. 3.3, з, 1). Вращающийся момент создается также подъемной силой. Две лопасти ротора, имеющие аэродинамический профиль, в начальный стартовый момент расположены вертикально. По мере увеличения скорости ветра, лопасти начинают складываться, уменьшая подъемную силу за счет уменьшения ометаемой площади. И при максимальной расчетной скорости ветра ветроколесо останавливается при полном складывании лопастей. Как и ротор Даррье, этому ротору необходимо дать начальное вращение.

Ротор Эванса или Н-ротор (рис. 3.3, з, 2). Вращающийся момент создается также подъемной силой двух вертикально расположенных лопастей с аэродинамическим профилем. Для его запуска также требуется раскрутка, а для остановки используется поворот лопастей на 90 градусов вокруг вертикальной оси. Как сказано выше, попытки сооружения ВЭУ 5 МВт с Н-ротором закончились неудачей, однако исследования продолжаются.

Концентраторы. Мощность ветроустановки в свободном потоке существенным образом ограничивается физической сущностью процесса. Предельное значение коэффициента использования ветра в этом случае равно 0,593 (см. 3.2).

Одним из способов повышения эффективности использования ветра является применение специальных концентраторов (ускорителей) воздушного потока (рис. 3.4) на процессы, в которых не распространяется указанное выше ограничение. Для горизонтально-осевых ветроэнергетических установок были

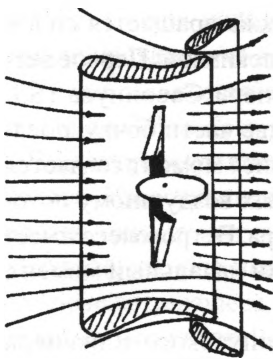


Рис. 3.4. Концентратор ветрового потока

предложены различные виды концентраторов: диффузоры или конфузоры (дефлекторы), в конечном счете, направляющие на ветроколесо воздушный поток с площади большей, чем ометаемая ветроколесом. Однако существенного распространения такого типа ВЭУ не получали. По мнению авторов область применения таких ВЭУ ограничена в лучшем случае двумя – тремя десятками кВт. Т.к., размеры концентратора увеличивают «парусность» гондолы, что приводит к необходимости усиления башни и фундамента, и в конечном счете к повышению их стоимости. неизбежно возникнут трудности с ориентацией ВЭУ на ветер.

В заключение рассмотрим еще несколько общих замечаний и классификаций.

- Установки, использующие силу сопротивления (drag-машины) вращаются с линейной скоростью, меньшей скорости ветра, а в установках, использующих подъемную силу (lift-машины), линейная скорость концов лопастей существенно выше скорости ветра. Эта ситуация подобна ситуации с парусными судами, которые могут двигаться быстрее ветра.

- Геометрическое заполнение ветроколеса, зависящее в основном от количества лопастей, является важным параметром, определяющим эксплуатационные качества ВЭУ. Ветроколесо с большим геометрическим заполнением развивает значительную мощность при относительно слабом ветре и малой скорости вращения, поэтому используется в механических системах (в основном для водоподъема). Ветроколеса с малым геометрическим заполнением развивают максимальную мощность при значительной скорости ветра и большой скорости вращения, поэтому используются для привода электрогенераторов, требующих большой скорости вращения. Напомним, что наиболее часто встречающаяся скорость вращения электрогенераторов для ВЭУ 500–750–1000–1500 и 3000 об/мин.

- Следующий признак классификации современных ветроустановок по частоте вращения: ВЭУ с постоянной или переменной скоростью вращения. Точнее современные ВЭУ делятся на три класса: с постоянной скоростью вращения ступенчатым изменением скорости вращения (обычно две ступени) и непрерывным изменением скорости вращения.

Первый тип ВЭУ превалировал до 1980-х годов для ветроустановок, работающих в энергосистеме. Ступенчатое изменение скорости вращения осуществляется либо наличием у ВЭУ двух электрогенераторов, либо перечислением числа пар полюсов в обмотке генератора. При слабом ветре на первой ступени скорости работает генератор малой мощности (до 20 % от мощности большо-

го генератора). При увеличении скорости до расчетного предела происходит переключение на большой генератор или на меньшее значение числа пар полюсов у основного генератора.

Непрерывное изменение скорости вращения, в настоящее время, осуществляется двумя путями: применением асинхронизированных электрогенераторов или применением системы: генератор (на выходе переменная частота и напряжение) – выпрямитель (на выходе постоянный ток) – инвертор (на выходе частота сети 50 или 60 Гц). Подробнее этот вопрос рассмотрен в п.3.5. Здесь лишь укажем, что изменение (увеличение) частоты вращения ветроколеса при изменении (увеличении) скорости ветра позволяет, в конечном счете, увеличить эффективность использования энергии ветра. А наличие буфера (выпрямителя) между электрогенератором и электрической сетью позволяет существенно снизить влияние флуктуации мощности ветра.

3.2. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Впервые теорию ветроколеса опубликовал Альбер Бетц в 1927 г., [1], независимо от него к аналогичным выводам пришел Н.Е. Жуковский со своим тогдашним студентом Г.Х. Сабининым в 1920 г., но работа не была опубликована. К моменту опубликования работы, назовем ее Н.Е. Жуковский – Г.Х. Сабинин, им не была известна указанная выше публикация А. Бетца.

В весьма доступной форме теория изложена в [2] Дж. Твайдлом. Эта публикация положена в основу изложения данной главы.

Как было показано в п.2.2.2 мощность ветрового потока определяется выражением (рис. 3.5, а)

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A_1 v_0^3, \text{ [Вт]} \quad (3.1)$$

По теории ветроколеса при свободном потоке проходящей через ветроколесо воздух не терпит разрыва, а само колесо заменяется тонким проницаемым

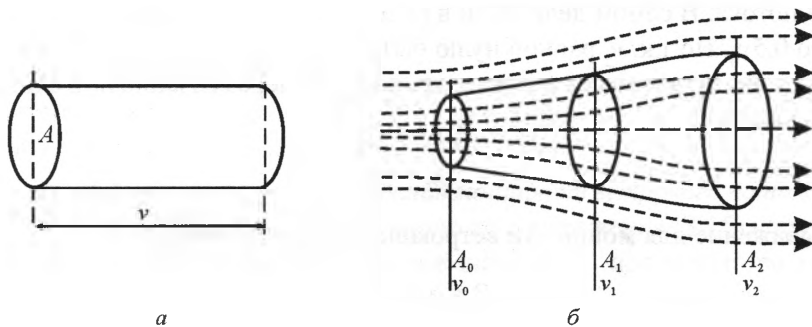


Рис. 3.5. Схема к расчету мощности ветрового потока (а) и модель взаимодействия ветрового потока и ветроколеса

диском при взаимодействии с которым воздушный поток отдает ему часть энергии, в результате чего давление в потоке ветра уменьшается и в ламинарный поток вносятся возмущения, влиянием которых в первом приближении пренебрегают. Указанные на рис. 3.5, б ометаемая ветроколесом площадь (A_1) и площади поперечных сечений потока до и после ветроколеса (A_0 и A_2) находятся за пределами возмущенной ветроколесом области, причем сечение A_2 находится в месте наименьшей скорости потока.

Действующая на ветроколесо сила F_1 равна изменению количества движения, проходящего через него воздуха массой m в единицу времени, т.е.

$$F_1 = mv_0 - mv_2, \quad (3.2)$$

Мощность ветроколеса, т.е. мощность, развиваемая этой силой, зависит от скорости ветра в его сечении и равна:

$$P = F_1 v_1 = mv_1(v_0 - v_2). \quad (3.3)$$

Но эта мощность по своей сути есть энергия, теряемая ветровым потоком, взаимодействующим с ветроколесом в единицу времени. Она является разностью кинетических энергий в сечениях A_0 и A_2 т.е.

$$P_w = \frac{1}{2} mv_0^2 - \frac{1}{2} mv_2^2 = \frac{1}{2} m(v_0^2 - v_2^2). \quad (3.4)$$

Приравнявая (3.3) и (3.4) и сократив на m , получаем:

$$v_1(v_0 - v_2) = \frac{1}{2} (v_0^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} (v_0 - v_2)(v_0 + v_2). \quad (3.5)$$

Отсюда

$$v_1 = \frac{1}{2} (v_0 + v_2). \quad (3.6)$$

Из (3.6) следует очень интересный вывод: скорость воздушного потока в плоскости ветроколеса не может быть меньше половины скорости набегающего потока. В самом деле, если в (3.6) положить v_2 равной нулю, то v_1 будет равно $0,5v_0$. Но т.к. v_2 равной нулю быть не может, то всегда больше $0,5v_0$.

Имея ввиду, что масса воздуха, проходящая через сечение A_1 в единицу времени равна:

$$m = \rho A_1 v_1, \quad (3.7)$$

то выражение для мощности ветроколеса приобретает вид:

$$P = \rho A_1 v_1^2 (v_0 - v_2), \quad (3.8)$$

а после замены в (3.8) из (3.6) получаем окончательную формулу для мощности ветроколеса:

$$P = \rho A_1 v_1^2 [v_0 - (2v_1 - v_0)] = 2\rho A_1 (v_0 - v_1) v_1^2. \quad (3.9)$$

Вводится понятие — *коэффициент торможения потока* a — как относительное (по отношению к скорости набегающего потока v_0) уменьшение в ветроколесе скорости набегающего потока, которое по определению равно:

$$a = \frac{v_0 - v_1}{v_0}, \quad (3.10)$$

тогда

$$v_1 = (1 - a)v_0, \quad (3.11)$$

а с учетом (3.6)

$$a = \frac{v_0 - v_2}{2v_0}. \quad (3.12)$$

Коэффициент a называется также *коэффициентом индукции* или *коэффициентом возмущения*.

В результате проведенных выше преобразований коэффициент может быть определен экспериментально, т.к. возможность измерения скоростей v_0 и v_2 объективно имеется, а в плоскости ветроколеса отсутствует.

Подставляя v_1 из (3.11) в (3.9) получаем выражение для мощности ветроколеса:

$$\begin{aligned} P &= 2\rho A_1 (1 - a)^2 v_0 [v_0 - (1 - a)v_0] = 2\rho A_1 v_0^3 (1 - a)^2 a = \\ &= \frac{1}{2} \rho A_1 v_0^3 4a(1 - a)^2. \end{aligned} \quad (3.13)$$

Сравнивая выражения (3.1) и (3.13) получаем, что

$$P = C_p P_0, \quad (3.14)$$

где

$$C_p = 4a(1 - a)^2, \quad (3.15)$$

коэффициент эффективности *использования мощности ветрового потока* или *коэффициент мощности*. Беря производную по a выражения (3.15) и приравнявая ее нулю, получим, что максимальное значение C_p достигает при значении $a = 1/3$, а

$$C_{p\max} = 16/27 = 0,59259 \cong 0,593. \quad (3.16)$$

Т.е. в самом лучшем случае на ветроустановке можно использовать чуть больше половины мощности ветрового потока. Это объясняется тем, что воздушный поток должен обладать кинетической энергией чтобы покинуть окрестность ветроколеса. Максимальное значение коэффициента C_p (3.16) в зарубежной литературе называется *критерием Бетца*, однако независимо от него это значение было получено Н.Е. Жуковским и по справедливости его следовало бы именовать критерием Бетца – Жуковского. Оно справедливо для любой энергетической установки использующей энергию свободного потока жидкости или газа. Такие гидростанции называются свободнопоточными. Для традиционных гидростанций вода подводится через напорный трубопровод и выражение для определения мощности определяется напором и расходом воды.

Зависимость коэффициента C_p от коэффициента торможения a представлена на рис.3.6. Практические зависимости этого коэффициента от скорости ветра для реальных ВЭУ рассмотрены в п.3.3.

Иногда в технических данных на ветроустановку приводится значение коэффициента полезного действия существенно превышающего критерий Бетца – Жуковского. Очевидно, в этом случае имеется в виду отношение фактической мощности ВЭУ к теоретически возможной, которое может быть определено по выражению:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{P_{\text{взу}}^{\text{факт}}}{P_{\text{взу}}^{\text{расч}}} = \frac{C_p^{\text{факт}} \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{эл}} P_0}{C_p^{\text{расч}} P_0} = \frac{C_p^{\text{факт}} \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{эл}}}{C_p^{\text{расч}}}, \quad (3.17)$$

где $\eta_{\text{мех}}$ — КПД механической передачи мощности от ветроколеса к генератору; $\eta_{\text{эл}}$ — КПД генератора и электрической схемы преобразования; $C_p^{\text{расч}}$ — расчетный коэффициент мощности; $C_p^{\text{факт}}$ — фактический коэффициент мощности.

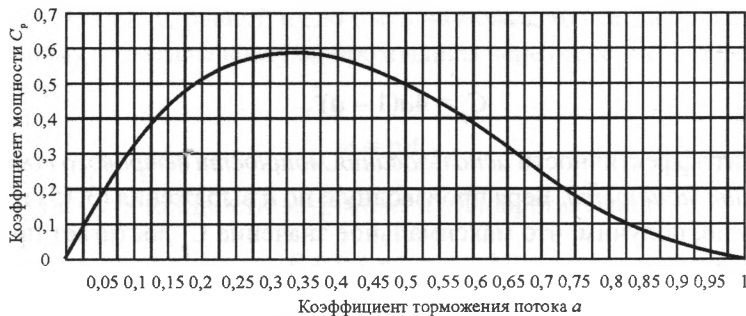


Рис. 3.6. Зависимость коэффициента мощности C_p от коэффициента торможения потока a

Лобовое давление на ветроколесо. Как известно установившееся течение несжимаемой идеальной жидкости описывается уравнением Бернулли. Принимая это уравнение за основу, определяем нагрузку, испытываемую ветроколесом. Эта нагрузка возникает вследствие разности давлений Δp в набегающем потоке непосредственно до и после ветроколеса, которое по-прежнему считаем непроницаемым диском с площадью A_1 (рис. 3.7).

Итак, в соответствии с уравнением Бернулли устанавливаем постоянство давления и скорости, для нашего случая запишем:

$$\frac{P_0}{\rho_0} + g \cdot z_1 + \frac{v_0^2}{2} = \frac{P_2}{\rho_2} + g \cdot z_2 + \frac{v_2^2}{2}. \quad (3.18)$$

Изменение величины высоты z и плотности воздуха ρ незначительны по сравнению с основными величинами поэтому можно записать:

$$\Delta P = P_0 - P_2 = \frac{(v_0^2 - v_2^2) \cdot \rho}{2}, \quad (3.19)$$

здесь ΔP — перепад статического давления на диске, а $\rho v^2/2$ — динамическое давление. Максимальный перепад давления будет в случае, если $v_2 = 0$, т.е.

$$\Delta P_{\text{макс}} = \frac{\rho v_0^2}{2}, \quad (3.20)$$

а максимальная осевая нагрузка, действующая на ветроколесо, равна:

$$F_{\text{Амакс}} = \frac{\rho A_1 \cdot v_0^2}{2}. \quad (3.21)$$

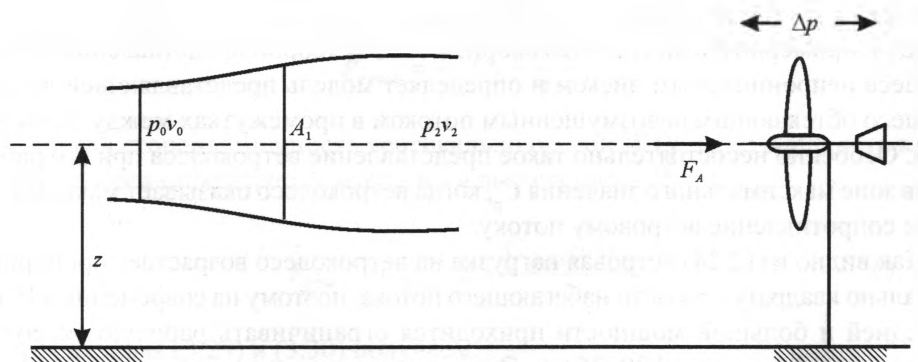


Рис. 3.7. К определению лобового давления

В горизонтально-осевых ВЭУ эта сила действует по оси ветроколеса и называется *лобовым давлением*.

С другой стороны, сила, действующая на ветроколесо, может быть вычислена через изменение количества движения набегающего потока, т.е. сила равна:

$$F_A = m(v_0 - v_2). \quad (3.22)$$

Подставляя в (3.22) формулу массы (3.7), значение скоростей в плоскости ветроколеса v_1 (3.11) и значение коэффициента торможения потока a (3.12) получаем:

$$(v_0 - v_2) = 2av_0,$$

$$F_A = \rho A_1 v_1 (2av_0) = \rho A_1 (1 - a) v_0 \cdot 2v_0 a = \frac{1}{2} \rho A_1 v_0^2 \cdot 4a(1 - a), \quad (3.23)$$

$$F_A = \frac{C_F \cdot \rho A_1 \cdot v_0^2}{2}. \quad (3.24)$$

Это означает, что если значение можем представить как силу, действующую на непроницаемый диск, площадью A_1 , то сила, действующая на ветроколесо умножается на коэффициент C_F , называемый *коэффициентом лобового давления* и равным:

$$C_F = 4a(1 - a). \quad (3.25)$$

Его наибольшее значение, равное единице, достигается при $a = 1/2$, что соответствует значению скорости $v_2 = 0$.

Как показано выше, наибольшее значение $C_p = 16/27$ (критерий Бетца – Жуковского) достигается при $a = 1/3$, то ему соответствует значение $C_F = 8/9$.

Из-за завихрения потока на краях непроницаемого диска, каковым на модели представлено ветроколесо, коэффициент C_F на самом деле превышает единицу и примерно равен 1,2. Это говорит в пользу теории представления ветроколеса непроницаемым диском и определяет модель представляющей ветроколесо обтекающим невозмущенным потоком в промежутках между лопастями. Особенно несостоятельно такое представление ветроколеса при его работе в зоне максимального значения C_p , когда ветроколесо оказывает максимальное сопротивление ветровому потоку.

Как видно из (2.24) ветровая нагрузка на ветроколесо возрастает пропорционально квадрату скорости набегающего потока, поэтому на современных ВЭУ средней и большой мощности приходится ограничивать рабочую скорость ветроколеса величиной 20–25 м/с. Это производится путем поворота лопастей

в нерабочее положение, ветроколесо останавливается и сила лобового давления резко падает, т.к. ветроколесо становится «прозрачным» для ветра. В ветроустановках очень малой и малой мощности при максимальной рабочей скорости ветра используется принцип «ухода» из-под ветра в горизонтальной или вертикальной плоскости, благодаря чему они автоматически останавливаются.

Ветроустановки, использующие силу лобового сопротивления. Как было показано выше, такими ветроустановками являются ВЭУ с вертикальной осью. В общем виде схему работы таких ветроустановок можно представить в виде пластинки площадью A перемещающейся со скоростью v под действием скорости ветра v_0 . Предполагая, что при обратном движении пластина складывается и не оказывает сопротивления, то наибольшая сила лобового сопротивления F_{\max} равна:

$$F_{\max} = \frac{\rho A (v_0 - v)^2}{2}. \quad (3.26)$$

В реальных условиях сила лобового сопротивления F_p отличается от F_{\max} . Это отличие учитывается коэффициентом C_D , тогда:

$$F_p = \frac{C_D \rho A (v_0 - v)^2}{2}. \quad (3.27)$$

Энергия, передаваемая пластине в единицу времени, т.е. мощность вертикально-осевой ВЭУ равна:

$$P_p = F_p v = \frac{C_D \rho A (v_0 - v)^2 \cdot v}{2}. \quad (3.28)$$

Исследуя (3.28) на максимум определяем, что максимальное значение P_p достигается при $v = v_0/3$ и равно:

$$P_{p\max} = \frac{4}{27} C_D \frac{\rho A v_0^3}{2}. \quad (3.29)$$

С другой стороны мощность вертикально осевой ВЭУ через мощность ветрового потока определяется известным выражением: $P_p = C_p P_0$, а

$$P_{p\max} = C_{p\max} P_0 = \frac{C_{p\max} \rho A v_0^3}{2} \quad (3.30)$$

Приравнявая (3.29) и (3.30) получаем:

$$C_{p\max} = \frac{4}{27} C_D. \quad (3.31)$$

Значение коэффициента лобового сопротивления C_D зависит от формы обтекаемого тела и изменяется от нуля до 1,5, что имеет место для вогнутых чашек анемометра. Соответствующий максимальному значению C_D , коэффициент мощности C_p равен:

$$C_{p\max} = \frac{4}{27} \cdot 1,5 = \frac{6}{27} = 0,22. \quad (3.32)$$

Имея в виду, что максимальные значения коэффициента мощности C_p горизонтально-осевых ВЭУ равно $C_{p\max} = 0,595$ (критерий Бетца – Жуковского), констатируем следующий вывод.

При одинаковом сечении набегающего потока у ветроколес, использующих силу сопротивления, значение коэффициента мощности почти в три раза ниже, чем у ветроколес, использующих подъемную силу. И это различие еще более возрастает, если учитывать сопротивление возвращающихся против ветра лопастей (чашек).

Повысить КПД удалось в некоторых модификациях ветроколеса Савониуса путем сочетания силы сопротивления и подъемной силы.

Быстроходность. Это понятие определяет эффективность работы ветроколеса. Рассмотрим два крайних режима, неэффективность которых понятна на качественном уровне. Первый, когда лопасти ветроколеса расположены так часто или ветроколесо вращается так быстро, что каждая лопасть вращается в турбулизированном потоке, возмущенном предыдущими лопастями. В результате ветроколесо «перемалывает» воздух и отдача от него минимальная. Второй крайний случай, когда лопасти расположены так редко, или колесо вращается так медленно, что значительная часть потока проходит через поперечное сечение ветроколеса не взаимодействуя с его лопастями. Отсюда следует, что для достижения максимальной эффективности, частота вращения ветроколеса имеющего определенное количество лопастей, должна как-то соответствовать скорости ветра. Рассмотрим соотношения, определяющие это соответствие.

Эффективность работы ветроколеса, следовательно, определяется соотношением двух характерных промежутков времени: Δt_n , за которое лопасть перемещается на расстояние, равное расстоянию между лопастями и Δt_p , за которое создаваемое лопастями возмущение воздушного потока переместится на расстояние, равное его длине. Промежуток времени зависит от размера и профиля лопастей и изменяется обратно пропорционально скорости ветра.

Промежуток времени Δt_n для n -лопастного ветроколеса, вращающегося с угловой скоростью ω , равно:

$$\Delta t_n \approx \frac{2\pi}{n\omega}. \quad (3.33)$$

Напомним, что угловая скорость вычисляется по формуле

$$\omega = \frac{2\pi N}{60}, \quad (3.34)$$

где N — скорость вращения ветроколеса, об/мин.

Промежуток времени существования в плоскости ветроколеса создаваемого лопастью возмущения примерно равен:

$$\Delta t_b \approx \frac{d}{v_0}, \quad (3.35)$$

где v_0 — скорость набегающего потока воздуха; d — характерная длина возмущенной лопастью области воздушного потока.

Очевидно, что эффективность использования энергии воздушного потока будет максимальной, если $\Delta t_n = \Delta t_b$, или учитывая (3.33) и (3.35) имеем:

$$\frac{2\pi}{n\omega} = \frac{d}{v_0}, \quad \text{или} \quad \frac{n\omega}{v_0} = \frac{2\pi}{d}; \quad (3.36)$$

По определению коэффициент быстроходности равен:

$$Z = \frac{\text{Скорость конца лопасти}}{\text{Скорость ветра}} = \frac{R\omega}{v_0}. \quad (3.37)$$

Домножая обе части (3.36) на радиус ветроколеса R получаем условие, определяющее максимальную эффективность его работы:

$$\frac{n \cdot \omega \cdot R}{v_0} = \frac{2\pi R}{d}, \quad \text{или} \quad \frac{\omega \cdot R}{v_0} = \frac{2\pi \cdot R}{d \cdot n}; \quad Z = \frac{2\pi \cdot R}{d \cdot n} \quad \text{или} \quad Z \approx \frac{2\pi R}{n d}. \quad (3.38)$$

Длину возмущенной лопастью области можно представить зависящей от радиуса ветроколеса, выразив эту зависимость коэффициентом K , т.е. $d \approx KR$. Тогда формула оптимальной быстроходности равна:

$$Z_0 = \frac{2\pi}{Kn} \quad (3.39)$$

Из практики известно, что $K \approx 1/2$, тогда оптимальная быстроходность равна:

$$Z \approx \frac{4\pi}{n} \quad (3.40)$$

Выражения (3.39) и (3.40) в силу приближений не совсем строги, однако они дают хорошую ориентировку для выбора скорости вращения ветроколеса.

На рис. 3.8 представлены зависимости коэффициента эффективности использования мощности ветрового потока C_p от быстроходности ветроколеса Z , для различных ветроколес.

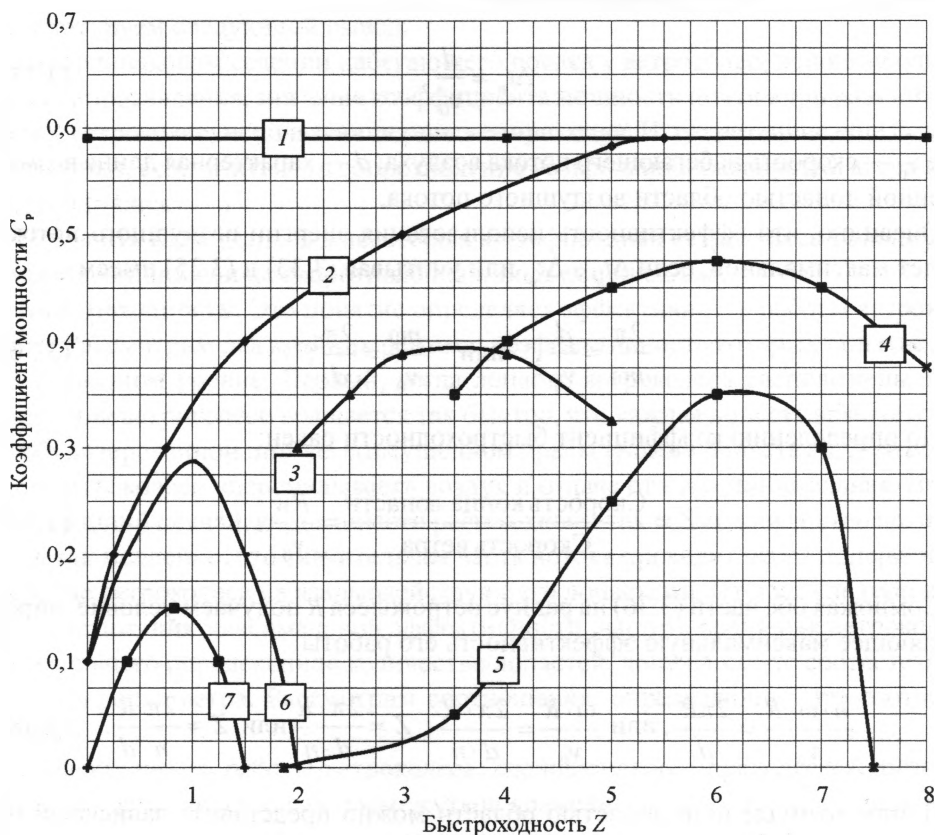


Рис. 3.8. Зависимость коэффициента мощности C_p от быстроходности Z : 1 — критерий Бетца – Жуковского (59 %); 2 — критерий Глауэрта (идеальный пропеллер); 3 — трехлопастное ветроколесо; 4 — двухлопастное колесо (высокооборотное); 5 — вертикальноосевые ветроустановки типа Дарье и Масгроув; 6 — многолопастные ветронасосы; 7 — вертикальные установки типа Савониуса

Условием максимально возможного «съема» энергии ветра является поддержание C_p в зоне наибольшего значения, т.е. необходимо обеспечить более или менее постоянным значения быстроходности. Согласно (3.37) при уменьшении скорости ветра необходимо снизить число оборотов ветроколеса и наоборот. Вот почему большинство современных ветрогенераторов предпочитают переменную скорость вращения ветроколеса в довольно широком диапазоне.

Так ВЭУ Epercon E82 (мощность 2000 кВт, диаметр ротора 82 м) диапазон скорости вращения ветроколеса составляет 6–19,9 м/с, т.е. максимум больше минимума в 3 с лишним раза, а Epercon E112 (мощность — 4500 кВт, диаметр ротора — 114 м) диапазон скорости вращения ветроколеса составил 8–13 м/с.

Кстати говоря, условие постоянства быстроходности в конкретных конструкциях ВЭУ осуществляется посредством поддержания постоянства угла, равного сумме углов: угла атаки α и γ — угла установки лопасти (угол заклинивания). Угол атаки — это угол между вектором скорости ветра относительно лопасти и хордой сечения лопасти. А угол установки лопасти — угол между хордой сечения лопасти и вектором, перпендикулярным вектору скорости в плоскости ветроколеса. Наряду с критерием Бетца – Жуковского, Глауэртом исследован идеальный пропеллер и выведена зависимость между максимальным значением C_p и быстроходностью, представленная на рис. 3.8. Представленные на этом рисунке зависимости позволяют достаточно однозначно судить о возможностях ветроколес разных конструкций в исполнении энергии ветра.

Так вертикально-осевые ветроустановки типа Савониуса имеют максимальное значение $C_p = 15\%$, что в 4 раза меньше критерия Бетца – Жуковского. По рис. 3.8 $C_{p\text{max}}$ трехлопастного ветроколеса не превышает 40%. Однако C_p современных 3-х лопастных ветроколес на практике уже достигло 45% (см. §3.3). Это указывает на относительность максимальных значений указанных на рис. 3.8, полученных при существенных упрощениях процессов.

В заключении отметим, что быстроходность ветроколеса является самым важным его параметром, определяющим основные конструктивные решения по ветроустановке.

Она зависит от трех основных величин: диаметра ветроколеса, скорости вращения ветроколеса и скорости ветра.

Соображения относительно эффективности использования энергии ветра работают в диапазоне увеличения скорости ветра от стартовой до номинальной. При повышении скорости ветра номинального значения начинает действовать фактор ограничения мощности и ветроколесо принудительно вводится в режим снижения C_p . Характеристика ВЭУ представляется в виде прямой, параллельной оси абсцисс, т.е. мощность ВЭУ остается постоянной, хотя скорость ветра увеличивается.

3.3. МОЩНОСТЬ И ЭНЕРГИЯ, ВЫРАБАТЫВАЕМАЯ ВЕТРОУСТАНОВКОЙ

Как было показано выше, формула мощности ветроустановки имеет вид:

$$P_{\text{ВЭУ}} = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 [\text{Вт}]. \quad (3.41)$$

Поскольку ометаемая ветроколесом площадь имеет форму круга, то $A = \pi D^2/4$, учитывая, что энергия от ветроколеса передается через редуктор, то необходимо учесть КПД редуктора $\eta_{\text{мех}}$, а также КПД генератора, или точнее КПД преобразования электрической энергии $\eta_{\text{ген}}$. Тогда, выражая мощность ВЭУ в киловаттах (3.41) преобразуется в виде:

$$\begin{aligned} P_{\text{ВЭУ}} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{4} C_p \rho \pi D^2 \cdot v^3 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \cdot 10^{-3} [\text{кВт}] = \\ &= 0,3925 C_p \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{ген}} \cdot 10^{-3} [\text{кВт}] \end{aligned} \quad (3.42)$$

Зная зависимость C_p от скорости ветра, можно построить характеристику мощности ветра в зависимости от скорости, либо снять ее во время длительных натурных испытаний, либо путем продувки модели в аэродинамической трубе. Во всяком случае, любая фирма в рекламных материалах дает характеристику мощности (называемую в зарубежной литературе «кривой мощности»).

Способы регулирования мощности. По способу регулирования мощности все ветроустановки делятся на два типа, характеризующиеся короткими английскими терминами: Pitch (пичь) и Stall (стол).

Pitch (ставить) регулирование — это изменение угла атаки лопасти в соответствии со скоростью ветра;

Stall (застрывать) — это когда угол атаки лопасти неизменен, но профиль лопасти по длине делается таким образом, что эффективность отдельных участков лопасти падает при возрастании скорости ветра. В результате после достижения номинальной мощности при увеличении скорости ветра роста мощности ВЭУ не происходит или происходит незначительно.

На рис. 3.9 (см. цв.вкл.) показаны характеристики мощности трех реальных ветроустановок одна из которых с pitch-регулированием (P_1), являющаяся характерным примером. На всех ветроустановках такого рода номинальная мощность (в примере 300 кВт) поддерживается с большой точностью. Две другие характеристики со stall-регулированием, причем на ВЭУ (P_2) номинальная мощность поддерживается довольно точно, а ВЭУ (P_3) регулирование мощности существенно хуже, что указывает на степень недостаточной проработанности профиля лопасти. Однако поскольку в зоне больших ветров ветроустановки

работают весьма малое время, а каждая ветроустановка имеет соответствующий коэффициент запаса, то превышение номинальной мощности на P_3 не является опасным, хотя и свидетельствует о некоторой неточности в проектировании профиля лопасти.

Итак, ветроустановки характеризуют следующие скорости ветра:

- *стартовая скорость ветра*, обычно в диапазоне от 3 до 4,5 м/с, при которой ветроустановка начинает вращаться;
- *номинальная скорость ветра*, обычно от 10 до 13 м/с, при которой мощность ветроустановки достигает номинального значения;
- *максимальная скорость ветра*, при которой ветроустановка отключается от сети и останавливается, обычно в диапазоне 20–25 м/с.

Существует еще так называемая *буревая скорость ветра*. Это скорость при которой остановленная ветроустановка не должна разрушаться (обычно от 60 до 80 м/с).

Для того, чтобы определить энергию, вырабатываемую ветроустановкой необходимо знать распределение скорости ветра по диапазонам и характеристику мощности ветроустановки. Существуют два способа определения энергии:

а) С помощью стандартной функции распределения скорости ветра (обычно в качестве такой функции используются либо двухпараметрическая функция Вейбулла, либо ее упрощение в виде однопараметрической функции распределения Рэлея.

б) Второй способ основан на определении функции распределения скорости ветра по диапазонам на базе реальных измерений скорости ветра. При этом в принятых диапазонах скорость ветра и, следовательно, мощность принимается постоянной.

Суть процесса поясняется на рис. 3.10 и 3.11.

Так если имеется повторяемость скорости ветра, то каждому значению скорости и повторяемости соответствует удельное значение энергии, определяемое по формуле:

$$W_i = P_{oi} t_i T = \frac{\rho v_i^3 t_i T}{2}, \quad (3.43)$$

где $T = 8760$ — число часов в году.

Таким образом, строится кривая удельного значения ветра. Как видим кривая имеет максимум, при скорости, которая не совпадает со средней скоростью.

На рис. 3.11 поясняется, как от энергии ветра происходит переход к действительной выработке на ВЭУ.

Переход от кривой 1 к мощности (энергия ветра) к кривой 2 (мощность ветроколеса) определяемая коэффициентом использования энергии ветра (3.42).

Переход к фактическому распределению удельной мощности происходит при ограничении мощности в зоне больших ветров (прямая 4 и Δt_2), отключение ветроустановки в зоне ветров, превышающих максимальное рабочее значение

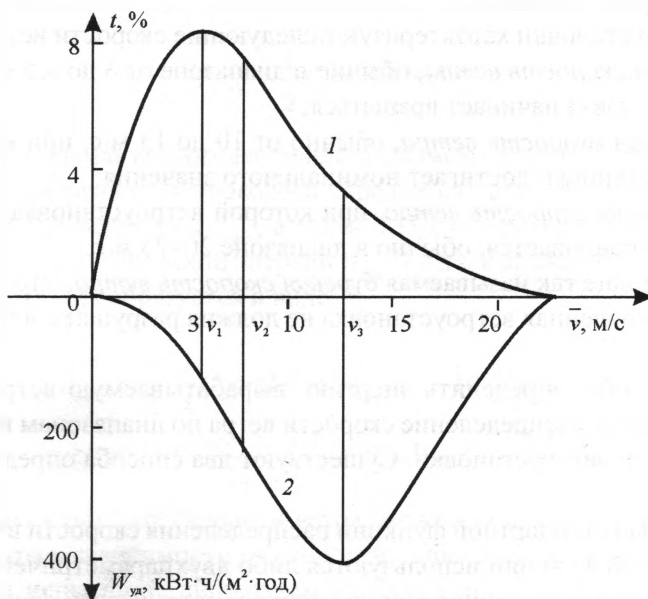


Рис. 3.10. Повторяемость скоростей ветра t (1) и распределение годовой удельной энергии ветра $W_{уд}$ (2); v_1 — наиболее часто наблюдаемая скорость ветра; v_2 — средняя скорость ветра; v_3 — скорость, обеспечивающая наибольший вклад в годовую выработку энергии

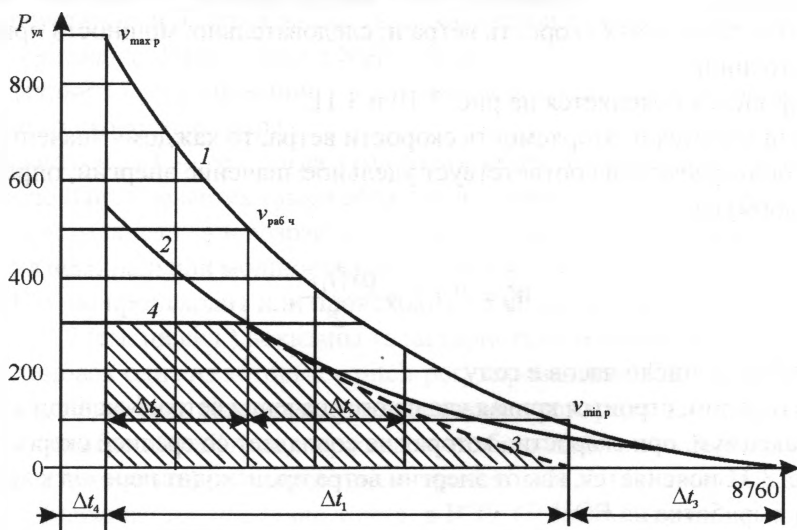


Рис. 3.11. Теоретическое распределение удельной мощности ветра (1), удельной мощности на валу ветроколеса (2) и фактическое распределение мощности ВЭУ (3, 4)

скорости Δt_4 и остановка ВЭУ в зоне малых ветров Δt_3 . Время Δt_5 — это время работы ветроустановки в диапазоне скоростей от стартовой до номинальной.

В табл.3.1 приведены выполненные разработчиками ветротурбины данные расчета выработки электрической энергии ВЭУ REpower 45/600, мощностью 600 кВт, имеющей stall-регулирование мощности. Распределение скорости ветра по диапазонам взято на основании измерений для среднегодовой скорости ветра 7 м/с. Характеристика мощности взята по данным испытаний этой ВЭУ в течение года. Как видим для принятых условий расчетная годовая выработка электроэнергии составила 1822 тыс. кВт·ч, что соответствует достаточно высокому коэффициенту использования установленной мощности равному 30,4 %. Это лишний раз свидетельствует о том, что при среднегодовой скорости ветра 7 м/с эффективность ветроустановки не подлежит сомнению.

Таблица 3.1

**Расчет производства электроэнергии ветроустановкой
типа REpower 48/600 при среднегодовой скорости ветра 7 м/с**

Скорость ветра, м/с	Вероятность скорости ветра, %	Количество часов в году, ч	Мощность ВЭУ, кВт	Производство электроэнергии, кВт·ч
1	2,25	197,1	0	0
2	5,3	464,28	0	0
3	6,9	604,44	0	0
4	8,7	762,12	20,8	15852
5	10,5	919,8	52,1	47921
6	11,8	1033,68	88,5	91480
7	12,2	1068,72	151,2	161590
8	10,9	954,84	239,8	228970
9	8,5	748,6	317,6	236484
10	7,0	613,2	417,1	255765
11	5,2	455,52	490,0	223204
12	3,7	324,12	556	180210
13	2,7	236,52	597	141202
14	1,7	148,92	624	92926
15	1,2	105,12	641	67381
16	0,7	61,32	627	38447
17	0,4	35,04	620	21724
18	0,2	17,5	616	10792
19	0,1	8,76	614	5378
20	0,05	4,4	606	2654
Итого	100	8760		1822010

3.4. ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ ВЕТРОУСТАНОВОК

При кажущейся простоте ветроустановки, особенно средней и большой мощности, являются примером оборудования, вобравшего многие последние достижения науки и техники.

Приведем лишь некоторые примеры.

Наиболее ответственной частью ВЭУ, определяющей в значительной степени эффективность ее работы, являются лопасти ветроколеса, имеющие в современных мощных ВЭУ длину 30–60 м. Представить себе изделие длиной в половину футбольного поля не так-то просто. Этому изделию необходимо обеспечить устойчивость от усталостных напряжений, поскольку она подвергается воздействию изменяющегося момента, во время одного оборота от минимума (нижнее положение лопасти) до максимума (верхнее положение лопасти). При этом срок службы должен составлять 20 лет.

Основные трудности в технологии изготовления лопасти состоят в необходимости обеспечения расчетного профиля лопасти, изменяющегося по длине. Кроме того в лопасть необходимо «вмонтировать» проводник молниеотвода, а также обеспечить прохождение тока молнии помимо подшипника. Лопасть снабженная механизмом поворота, иногда действующего на поворот всей лопасти или ее конечной части. Для лопасти используются самые современные материалы (пластик, углепластик), обеспечивающие прочность и минимально возможный вес.

Другим примером использования высоких технологий является система управления ВЭУ. Установка полностью автоматизирована с использованием самой современной элементной базы и компьютерной техники и программ. Все основные операции совершаются без участия человека.

Назовем основные функции системы управления:

- пуск и остановка в нормальном режиме ВЭУ от датчика скорости ветра;
- остановка ВЭУ при аварийных режимах;
- изменение скорости вращения (для ВЭУ с постоянным или ступенчатым изменением скорости вращения);
- включение в сеть и набор мощности;
- регистрация и накопление данных о скорости ветра, мощности в выработке электрической энергии в различных временных разрезах: сутки, месяц, год;
- регистрация и сигнализация всех неисправностей;
- передача данных в центр управления энергосистемы, а во многих случаях и в офис изготовителя;
- поворот ветроколеса на ветер и раскрутка кабеля.

Рассмотрим далее основные конструктивные решения ветроустановок. На рис. 3.12 (см. цв.вкл.) представлена компоновка оборудования ВЭУ Wind 900s,

мощностью 900 кВт. Компановка типична для многих ВЭУ и характерна наличием длинных валов. Рассмотрим назначение показанных на рис. 3.12 (цв. вкл.) узлов, начиная с лопасти, о которой сказано выше. Роль обтекателя ясна из названия. Его назначение — снизить турбулизацию потока ветра в плоскости ветроколеса и после ВЭУ. К оголовку, представляющему литое изделие сложной формы, крепятся лопасти, в нем расположен привод поворота лопастей и подшипники лопастей. Привод лопастей бывает либо гидравлической, либо механической. Оголовок соединен с валом, передающим мощность от ветроколеса к редуктору. Легко себе представить нагруженность подшипника вала, имея в виду пульсирующий момент, на него действующий при вращении ветроколеса.

Редуктор, часто называемый мультипликатором, необходим для увеличения скорости вращения, до величины принятой при конструировании генераторов, обычно 750 – 1000 – 1500 об/мин.

При всей кажущейся изученности такого рода механизмов, имея в виду и опыт сооружения вертолетов, где этот механизм является одним из основных узлов, для ветроустановок этот механизм оказался очень трудновыполнимым. Видимо все дело в том, что вертолетные редукторы предназначены для непрерывной работы в течение нескольких часов, а в ВЭУ они должны работать непрерывно в течении многих лет. Поэтому долгое время наблюдались трудности в разработке надежных конструкций редукторов, которые в настоящее время преодолены. Во всяком случае, в настоящее время редукторы снабжаются самостоятельной системой смазки, с охлаждением масла в охладителях, наличием насосов и соответствующих приборов, что существенно усложняет компоновку кабины и обслуживание ВЭУ, но обеспечивает надежность.

Муфта, соединяющая вал генератора и выходной вал редуктора, бывает разной конструкции, часто она совмещается с тормозным диском механического (стояночного) тормоза с гидравлическим приводом. Этот узел подобен тормозам передних колес современных автомобилей, только размеры диска и цилиндров существенно больше. Назначение остальных элементов, показанных на рис. 3.12 (цв. вкл.) ясно из названий.

Остановимся более подробно на механизме поворота кабины. Кабина с лопастями, представляющая многотонную конструкцию, должна поворачиваться на ветер, направление которого может меняться достаточно быстро. Вся эта конструкция опирается на опорную поверхность башни (плиту), которая совместно с поворотным кольцом кабины и опорным кольцом башни является своего рода гигантским подшипником. Вращение башни осуществляется электрическим двигателем через зубчатую передачу. Число электродвигателей в зависимости от мощности ВЭУ и различных конструкций узла поворота колеблется от одного до восьми. Гибкий электрический кабель, передающий

электроэнергию от генератора к щиту, расположенному внизу башни, может закручиваться, если кабина будет поворачиваться в одну сторону, что вполне возможно.

Поэтому, когда число оборотов в одну сторону достигает расчетного значения (4–6), система управления дает сигнал на прекращение вращения кабины в эту сторону с дальнейшей раскруткой в обратную сторону. Изменение направления ветра фиксируется флюгером, расположенным на крыше кабины, от него импульс передается в систему управления и в дальнейшем на пуск электродвигателя поворота. Чтобы часто не дергать кабину, при изменении направления ветра, система управления дает выдержку (5–10 мин) и только если сигнал не продолжает оставаться, дается импульс на двигатель поворота. Узел поворота имеет также тормозную систему, т.к. необходимо фиксировать кабину, имеют большую энергию, в точке, где вектор скорости ветра перпендикулярен плоскости ветроколеса.

При всей кажущейся изученности такого рода механизмов, имея в виду и опыт сооружения вертолетов, где этот механизм является одним из основных узлов, для ветроустановок этот механизм оказался очень трудновыполнимым. Видимо все дело в том, что вертолетные редукторы предназначены для непрерывной работы в течение нескольких часов, а в ВЭУ они должны работать непрерывно в течении многих лет. Поэтому долгое время наблюдались трудности в разработке надежных конструкций редукторов, которые в настоящее время преодолены. Во всяком случае, в настоящее время редукторы снабжаются самостоятельной системой смазки, с охлаждением масла в охладителях, наличием насосов и соответствующих приборов, что существенно усложняет компоновку кабины и обслуживание ВЭУ, но обеспечивает надежность.

Муфта, соединяющая вал генератора и выходной вал редуктора, бывает разной конструкции, часто она совмещается с тормозным диском механического (стояночного) тормоза с гидравлическим приводом. Этот узел подобен тормозам передних колес современных автомобилей, только размеры диска и цилиндров существенно больше. Назначение остальных элементов, показанных на рис. 3.12 (цв. вкл.) ясно из названий.

Остановимся более подробно на механизме поворота кабины. Кабина с лопастями, представляющая многотонную конструкцию, должна поворачиваться на ветер, направление которого может меняться достаточно быстро. Вся эта конструкция опирается на опорную поверхность башни (плиту), которая совместно с поворотным кольцом кабины и опорным кольцом башни является своего рода гигантским подшипником. Вращение башни осуществляется электрическим двигателем через зубчатую передачу. Число электродвигателей в зависимости от мощности ВЭУ и различных конструкций узла поворота колеблется от одного до восьми. Гибкий электрический кабель, передающий

электроэнергию от генератора к щиту, расположенному внизу башни, может закручиваться, если кабина будет поворачиваться в одну сторону, что вполне возможно. Поэтому, когда число оборотов в одну сторону достигает расчетного значения (4–6), система управления дает сигнал на прекращение вращения кабины в эту сторону с дальнейшей раскруткой в обратную сторону. Изменение направления ветра фиксируется флюгером, расположенным на крыше кабины, от него импульс передается в систему управления и в дальнейшем на пуск электродвигателя поворота. Чтобы часто не дергать кабину, при изменении направления ветра, система управления дает выдержку (5–10 мин) и только если сигнал не продолжает оставаться, дается импульс на двигатель поворота. Узел поворота имеет также тормозную систему, т.к. необходимо фиксировать кабину, имеют большую энергию, в точке, где вектор скорости ветра перпендикулярен плоскости ветроколеса.

Боле наглядно система поворота представлена на рис. 3.13 (см. цв. вкл.) на примере ВЭУ TW 600 мощностью 600 кВт. Как видим, в этой конструкции принята другая (компактная) компоновка оборудования. Здесь генератор приподнят над основанием гондолы на специальной платформе. Вал генератора с выходным (высокоскоростным) валом редуктора соединяется с помощью эластичной муфты, *демифирующей* толчки мощности, идущие от ветроколеса. В конструкции применены два механических тормоза. Один стояночный (вторичный) на высокооборотном валу редуктора 11, другой основной (рабочий) на низкооборотном валу, идущему от ветроколеса к редуктору 10. Оба тормоза дискового типа, с гидравлическим приводом.

На рис. 3.14 (см. цв. вкл.) представлена компоновка кабины ВЭУ Enercon E-30, мощностью 300 кВт, типичная для всей серии ВЭУ этой фирмы, мощностью 600, 1000, 2000 и 4500 кВт. Это так называемая безредукторная система. Ее основа — многополюсный тихоходный генератор, необходимость создания которого подвергалась сомнениям еще 10 лет назад, а сейчас это привело к созданию нового типа ветроустановок. Ротор генератора непосредственно соединяется и с валом ветроколеса, т.е. скорость его вращения равна скорости вращения ветроколеса.

Компоновка кабины резко упрощается: не нужен редуктор, не нужна система его смазки.

В кабине находится также выпрямитель, преобразующий переменный ток в постоянный, далее передается на инвертор, преобразующий постоянный ток в переменный с частотой сети, таким образом, исчезает необходимость в поддержании на генераторе постоянной частоты и уровня напряжения, т.к. эти задачи выполняются инвертором. В результате появилась возможность использования ВЭУ для регулирования напряжения, поскольку, как сказано ниже, такая установка способна вырабатывать реактивную мощность.

3.5. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ВЭУ

3.5.1. Схемы сетевых ВЭУ

Речь идет о главных силовых цепях, через которые осуществляется передача электрической энергии от ВЭУ в сеть. Помимо главных силовых цепей, здесь не рассматриваются силовые цепи, по которым питаются электродвигатели исполнительных механизмов, а также цепи системы возбуждения; измерительные цепи, включающие трансформаторы тока и напряжения и измерительные приборы; вторичные цепи, включающие устройства сигнализации и защиты.

Уже по перечислению электрических схем понятно, что ветроустановки имеют довольно сложное электрическое хозяйство.

На рис. 3.15, *a–г*, изображены варианты силовых схем электрических соединений современных ВЭУ, подключенных к электрическим сетям общего пользования. Это так называемые «сетевые» ВЭУ. Они лишены устройства поддержания частоты тока на уровне стандартов, поэтому автономно работать не могут. Общим для всех схем является наличие ветроколеса (*БК*), вал которого через редуктор (*Р*) жестко соединен с ротором генератора, за исключением схемы «б», где редуктор отсутствует и вал ветроколеса непосредственно соединен с ротором генератора. Общим для всех схем является также наличие генераторного выключателя или автомата (*В*), имеющего внутренние или внешние защитные устройства от длительной перегрузки (тепловая защита) и коротких замыканий (защита мгновенного действия).

Непременным элементом всех схем является трансформатор повышающий напряжение генератора с 690 или 400 В до 10 или 11 кВ. У некоторых генераторов самых мощных ВЭУ напряжение составляет 1000 В и выше. Трансформаторы, в мощных ВЭУ, как правило, располагаются внутри башни, места в которой достаточно, т.к. диаметр конических башен у основания достигает 4–5 м. У ВЭУ средней мощности трансформатор располагается около башни в специальном комплектном устройстве. Разъединитель (*Р*) служит для обеспечения безопасности работ при остановленном генераторе. Отходящие и подводящие кабели внешней сети подключаются к шинам (*Ш*) через коммутационные аппараты (на схеме не показаны). Передача электрической энергии от генератора, находящегося в кабине наверху, к оборудованию внизу башни осуществляется силовым гибким кабелем (*К*). Как сказано выше, гибкий кабель применяется, потому, что он должен допускать несколько оборотов кабины в одну сторону, с последующей раскруткой в обратную сторону.

Основные отличия приведенных схем состоят в конструкции и типе генераторов и наличии и типе преобразовательных устройств.

На рис. 3.15, *a* в схеме применен асинхронный генератор (*АГ*) классической конструкции, имеющий короткозамкнутый ротор, называемый иногда в лите-

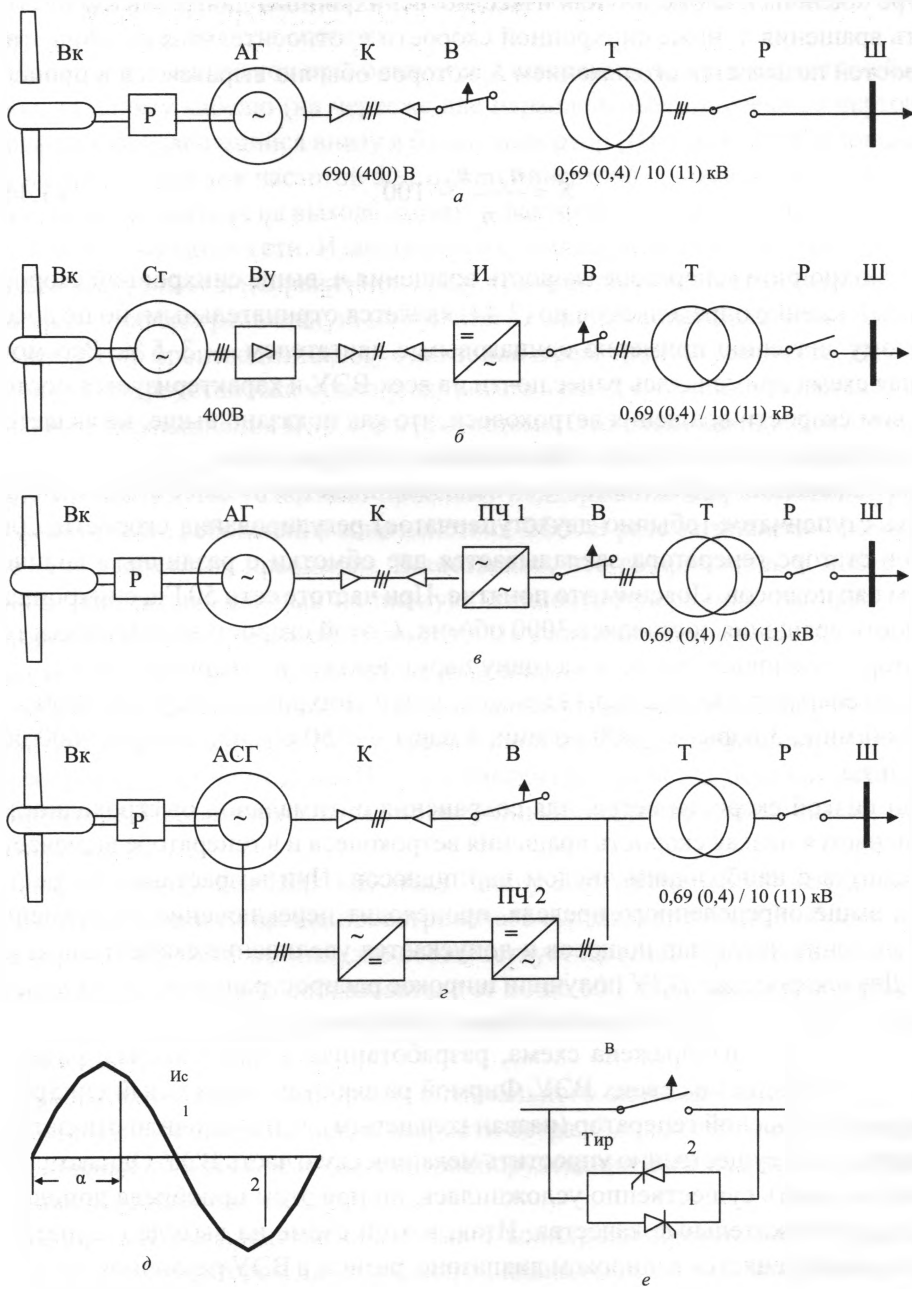


Рис. 3.15. Главные схемы электрических соединений ветроустановок (а-г) и однофазная схема тиристорного (мягкого) пуска (д, е)

ратуре «беличьей клеткой». Как известно, асинхронный двигатель имеет скорость вращения n_d ниже синхронной скорости n_s относительная разница этих скоростей называется скольжением S , которое обычно выражается в процентах:

$$S = \frac{n_s - n_d}{n_s} \cdot 100. \quad (3.44)$$

В асинхронном генераторе скорость вращения n_2 выше синхронной скорости и скольжение определяемое по (3.44) является отрицательным, но по абсолютному значению примерно одинаковым с двигателем — 3–5 %. Рассмотренная схема применялась ранее почти на всех ВЭУ и характеризуется постоянством скорости вращения ветроколеса, что как показано выше, не является оптимальным с точки зрения использования энергии ветра.

Для повышения эффективности использования ветра позднее стали использовать ступенчатое (обычно двухступенчатое) регулирование скорости. Для чего в статоре генератора закладывается две обмотки с различным количеством пар полюсов. Поясним это понятие. При частоте сети 50 Гц, синхронная скорость вращения составляет 3000 об/мин. С этой скоростью вращаются генераторы, имеющие два полюса (одну пару): южный и северный.

Если генератор имеет 2 пары полюсов, то его синхронная скорость $3000/2 = 1500$ об/мин., 3 пары — 1000 об/мин, 4 пары — 750 об/мин, 5 пар — 600 об/мин. и т.д.

При низкой скорости ветра, для сохранения оптимальной быстроходности применяется низкая скорость вращения ветроколеса и в генераторе включается обмотка с наибольшим числом пар полюсов. При возрастании скорости ветра выше определенного предела, происходит переключение на наименьшее значение числа пар полюсов и допускается увеличение скорости вращения. Двухскоростные ВЭУ получили широкое распространение, т.к. их конструкция существенно проще, чем схемы с преобразователями.

На рис. 3.15, б изображена схема, разработанная и применяемая фирмой Epercon (Германия) на своих ВЭУ. Фирмой разработан тихоходный синхронный многополюсной генератор (назван кольцевым), что позволило отказаться от редуктора и существенно упростить механическую часть ВЭУ. Однако электрическая часть существенно усложнилась, но при этом приобрела дополнительные положительные качества. Итак, в этой схеме на выходе генератора частота тока меняется в широком диапазоне, разным в ВЭУ различной мощности. Авторам, к сожалению, не известно точное число пар полюсов генераторов этой фирмы, но если предположить, что число равно 100, что само по себе наиболее вероятно, то при диапазоне применения скорости вращения ветро-

колеса ВЭУ Enercon E-66/18.70 мощностью 1800 кВт, 10–22 об/мин — диапазон изменения, частота составит 17–37 Гц.

Далее переменный ток преобразуется в выпрямителе (*B*) в постоянный и по двухжильному кабелю (на чертеже две параллельные поперечные черточки) подается на находящийся внизу в башне инвертор (*I*), где и преобразовывается в переменный ток частотой 50 Гц. Тип инвертора — «ведомый сетью», что означает, что частота на выходе задается фактически существующей в каждое мгновение частотой сети. Известно, что с помощью инвертора можно менять угол между током и напряжением. Если ток «отстает» от напряжения, то генератор потребляет реактивную мощность, а если ток «опережает» напряжение, то генератор производит наряду с активной и реактивную мощность. Другими словами, ветроустановка может участвовать в регулировании напряжения сети в точке присоединения ВЭУ к энергосистеме. Это очень важное качество, т.к. все асинхронные генераторы, установленные на ВЭУ, потребляют реактивную мощность, что усложняет проблему поддержания напряжения на уровне нормативных требований в зоне действия ВЭУ. В рассматриваемой нами схеме этот недостаток преодолен. Естественно, что выпрямитель и инвертор в схеме рассчитаны каждый на полную мощность генератора, что приводит к удорожанию электрической части ВЭУ. На взгляд автора получаемые преимущества вполне оправдывают это удорожание.

На рис. 3.15, *в* представлена схема установки, применяемая, например, фирмой Siemens для своих ВЭУ. Ее характерной особенностью является наличие преобразователя частоты (*ПЧ*). Он рассчитан также на полную мощность генератора. Используется также асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором.

Так, например, для ВЭУ GE Wind Energy 3,65 offshore 3600 кВт диапазон изменения скорости вращения ветроколеса составляет 8,5–15,3 об/мин., а генератора 1000–1800 об/мин, это соответствует изменению частоты на выходе генератора и входе в преобразователе от 30 до 60 Гц. Далее на выходе преобразователя частота поддерживается равной частоте сети (50 Гц в России и Европе и 60 Гц в США).

Сама обеспечивает поддержку оптимального значения быстроходности в большом диапазоне изменения скорости ветра. Однако это достигнуто ценой увеличения общей стоимости электрооборудования ВЭУ на величину стоимости преобразователя частоты.

На рис. 3.15, *г* представлена схема с асинхронизированным генератором (АСГ), или генератором двустороннего питания (doubly-fed) как называют его в зарубежной литературе. Этот генератор по конструкции полностью подобен асинхронному двигателю с фазным ротором. На роторе, как и на статоре, имеется трехфазная оболочка, концы которой выведены на кольца, расположен-

ные на валу двигателя. Далее через щеточные устройства осуществляется соединение обмотки ротора двигателя с пусковыми сопротивлениями. Так при неизменном напряжении статора двигателя можно изменить скорость вращения асинхронного двигателя, меняя величину пускового сопротивления включенного в обмотки ротора. Такие двигатели в массовом порядке применяются в подъемных механизмах.

На ВЭУ подобный двигатель превращен в генератор и в ротор подается ток с частотой, обеспечивающей на выходе генератора частоту 50 Гц при применении частоты вращения ветроколеса в широком диапазоне. Здесь преобразователи частоты (ПЧ2) рассчитан примерно на 20 % мощности генератора, что существенно снижает стоимость электрооборудования ВЭУ, однако устройство генератора несколько сложнее, чем АГ. Эту схему успешно используют фирмы Gamesa, GEWind Energy и ряд других. Так например, на ВЭУ GEWind Energy 900S мощностью 900 кВт, изменение частоты вращения ветроколеса составляет 15–28 об/мин, а генератора 1100–2000 об/мин. т.е. частота изменялась бы от 30 до 70 Гц, а на выходе генератора она составляет 50 Гц.

На рис. 3.15, *д, е* представлены диаграмма и схема так называемого «мягкого» или тиристорного включения генератора в сеть. Дело в том, что при включении генератора в сеть (замыкании выключателя В) возникает так называемый ударный ток, в 5 и более раз превышающий максимальный ток генератора. С ростом единичной мощности генератора эти толчки тока оказывают неблагоприятное воздействие не только на оборудование силовой цепи ВЭУ, но и на оборудование энергосистемы. Для избежания этого явления используются схемы показанные на рис 3.15, *е*, тогда параллельно каждой фазе выключателя «В» включаются два встречно-параллельно выключенных тиристора. Задавая угол включения тиристоров (на схеме $\alpha = 120$ эл. град.) снижают напряжение подаваемое на генератор до безопасной величины, после этого постепенно уменьшая угол включения тиристоров, повышают фазное напряжение до номинального. Далее выключается выключатель, шунтируя тиристоры. В результате ток включения генератора в сеть не превышает номинального.

На рис. 3.15, *д* заштрихованная часть синусоиды напряжения сети (*vc*) показывает, как уменьшается по форме и величине напряжение на генераторе в начальный момент включения генератора в сеть. В приложении 3.1, приводятся данные о технико-экономических характеристиках ВЭУ мощностью свыше 100 кВт.

3.5.2. Схемы электрических соединений ВЭС

При разработке схем электрических соединений ветроэлектростанций, называемых в зарубежной литературе «ветропарками» или «ветрофермами», прежде всего, стоит вопрос о целесообразности соединения ВЭУ в группы.

Известно, что в электроэнергетике широко используется так называемый блочный принцип построения главных схем электростанций, когда три или нескольких генераторов соединяется трансформатором и образуют энергоблок. При этом соблюдается принцип: единичная мощность энергоблока не должна быть больше аварийного резерва в энергосистеме (обычно до 10 % от общей мощности), чтобы при выходе его из строя, была возможность обеспечить надежность электроснабжения. За счет объединения энергосистем величину энергоблока можно варьировать с учетом возможных перетоков мощности от соседних энергосистем.

С этой точки зрения возможная мощность будущих ВЭУ: 10 – 100 – 200 МВт, находится в зоне соответствия указанного выше принципа и ВЭС может представлена как бы одним энергоблоком.

Отсюда вытекает принцип для проектирования схемы ВЭС: выдачи мощности в энергосистему (общую сеть) может быть осуществлена для указанных выше мощностей ВЭС, через один сетевой трансформатор и через одну линию связи с системой. Так если напряжение распределительной сети энергосистемы вблизи ВЭС составляет 110 кВ, то сетевой трансформатор должен иметь напряжение 110/10 кВ, или 110/6 кВ, в зависимости от напряжения повышающих трансформаторов, установленных на ВЭУ.

Современные ВЭУ комплектуются, как правило, ветроустановками единичной мощности 750 – 1000 – 1500 – 2000 кВт и более.

Так что каждая ВЭС — это десяток, или несколько десятков ветроустановок, отстоящих друг от друга на 400–500 м (10 диаметров ветроколеса). Соединения ВЭУ в группы и количество групп определяется единичной мощностью ВЭУ и общей мощностью ВЭС. Однако на начальном этапе развития ветроэнергетики в России, мощность группы 10–20 МВт представляется оптимальной.

Многое зависит от взаимного расположения места подключения ВЭС к энергосистеме (подстанции 110/10 кВ),

На рис. 3.16 показаны варианты принципиальных схем электрических соединений при различном взаимном расположении площади ВЭС и подстанции связи с энергосистемой для случая мощности ВЭС 10 МВт, укомплектованной ВЭУ единой мощности 1 МВт и расположения подстанции сбоку или по центру площадки.

Разумеется, в варианте *a* у каждого последующего кабеля от ВЭУ № 2 и № 5 сечение удваивается и от ВЭУ № 5 и № 10 сечение кабеля к трансформатору рассчитывается на выдачу мощности 5 МВт. В варианте *b* выходные кабели рассчитываются также на мощность 5 МВт, но здесь наибольшая передаваемая мощность по кабелям, соединяющим в группу составляет 2 МВт, тогда как в первом варианте кабель между ВЭУ № 4 и № 5 должен быть рассчитан

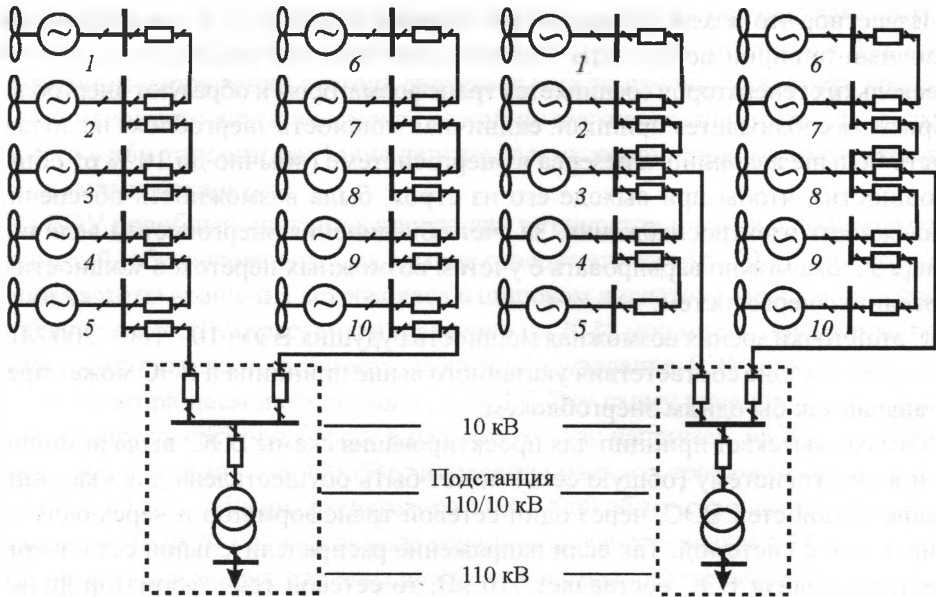


Рис 3.16. Варианты принципиальных схем электрических соединений ветростанции

на 4 МВт. На конкретной площадке длина и стоимость кабелей считается просто, если место подстанции определено. Если приходится выбирать и место подстанции, то это следует делать с учетом возможной длины кабелей, соединяющих ВЭУ в группы.

Однако далеко не всегда ветроустановки работают в составе мощных ветростанций. На протяжении довольно длительного времени ветроустановки в

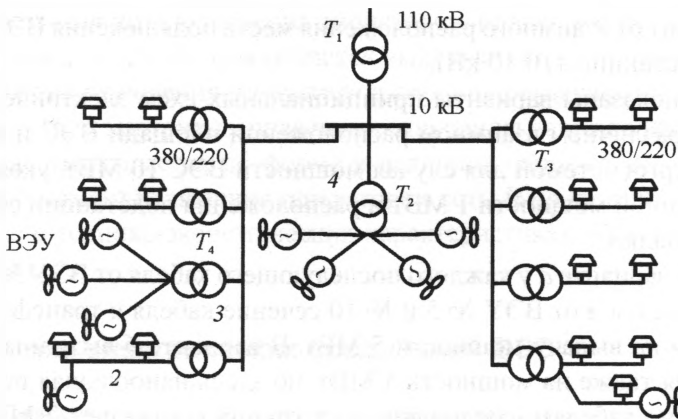


Рис. 3.17. Схема электроснабжения населенного пункта с участием коллективных и индивидуальных ВЭУ, подключенных к общей сети

Европе сооружались и продолжают сооружаться для индивидуального и коллективного (муниципального) энергоснабжения, Обобщенная схема такого рода представлена на рис. 3.17. В электроснабжении населенного пункта «один» (*НП1*) участвуют непосредственно ВЭУ 1–3 и частично 5–8, которые снабжают также населенный пункт «два» (*НП2*). Ветроустановка 9 принадлежит одному домовладельцу, а установка 4 — двум домовладельцам. И все указанные ВЭУ работают в энергосистеме. Ведется соответствующий учет выдачи энергии в сеть 10 кВ и потребления из сети. Как известно, в большинстве стран Европы собственники ветроустановок продают электроэнергию по повышенным тарифам.

3.5.3. Ветродизельные системы

Такие электростанции называют в зарубежной литературе островными (*island*), у нас распространено название — автономные. Этот тип электростанций наиболее востребован в России. Как показано на рис. 3.18 в общем случае такая станция имеет несколько ВЭУ, объединенных между собой на низком (генераторном) напряжении. На автономных электростанциях единичная мощность ВЭУ будет составлять, по мнению авторов и опыту их сооружения, порядка 100–500 МВт. При этом для ВЭУ единичной мощности 400–500 кВт будет целесообразным использование индивидуальных повысительных трансформаторов, тогда объединение ВЭУ в группу будет осуществляться на напряжение 6 (10) кВ. На схеме же рис. 3.16 мы имеем один общий трансформатор (*Тр1*), связывающий ВЭС с местной сетью. С другой стороны показаны: дизель-генератор (которых также может быть несколько), на шины генераторного напряжения которого подключены синхронные (*СК*) и статические (*СТК*) компенсаторы, задача которых выработка реактивной мощности или другими словами поддержание напряжения на шинах в соответствии со стандартом. Аккумуляторная батарея (*Б*) с инвертором заряжается во время минимальных нагрузок и участвует в покрытии максимума.

Первые электростанции такого рода, с целью упрощения и надежности и обеспечения устойчивости параллельной работы, строились по принципу, чтобы в любые промежутки времени мощность дизель-генераторов существенно превышала (в три и более раз) мощность ВЭУ. Таким образом, кстати говоря, спроектирована ветродизельная станция на о. Беринга в с. Никольское на Камчатке. Дело в том, что у ВЭУ нет надежных регуляторов, обеспечивающих частоту тока, и в ветродизельных станциях частоту поддерживают («ведут») регуляторы оборотов дизель-генераторов. Поэтому при выходе из работы дизеля вынужден останавливаться и ветряк. Такое положение не является оптимальным. Имеется две возможности увеличить эффективность работы ветро-

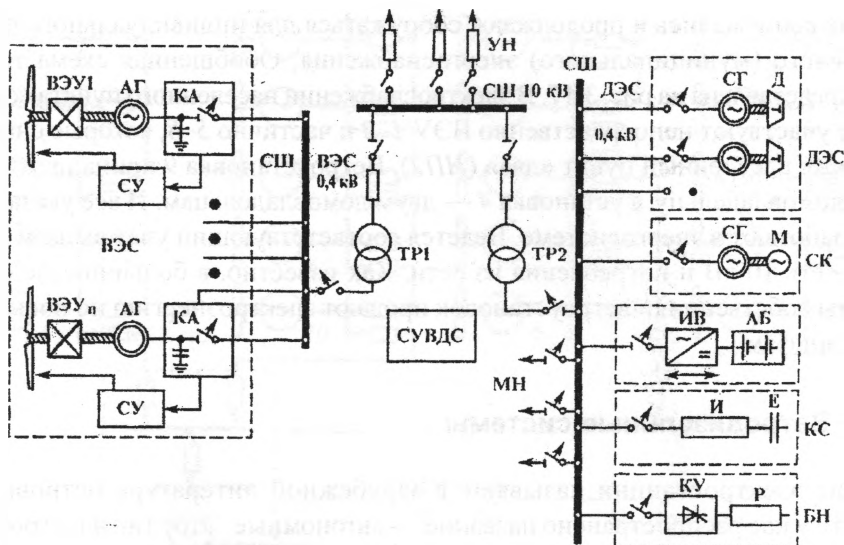


Рис. 3.18. Обобщенная схема ветродизельной станции.

Ветроэлектростанция (ВЭС) содержит «*n*» ВЭУ, оснащенных асинхронными генераторами с напряжением 0,4 кВ, системой управления (СУ), коммутационной аппаратурой (КА).

Дизельная станция (ДЭС) содержит «*n*» дизель (Д), оснащенный синхронным генератором с напряжением 0,4 кВ. МН и УН — местная и удаленная нагрузка. СУВДС — система управления ветродизельной станцией, обеспечивающая поддержание частоты и напряжения, а также включение и отключение любого оборудования, сигнализацию неисправностей и измерения.

Устройства обеспечивающие параллельную работу ВЭС и ДЭС:

a — синхронный компенсатор (СК), состоящий из синхронного генератора (СГ) и разгонного двигателя (М); *b* — ведомый сетью инвертор-выпрямитель (ИВ) с аккумуляторной батареей; *в* — компенсатор статический (КС), содержащий емкость (Е) и индуктивную катушку (И); *г* — балластное сопротивление (БН), содержащее резисторы (Р) и тиристорный ключ управления

дизельных электростанций. Первая — оснащение ВЭУ регулятором скорости вращения, обеспечивающем поддержку частоты в соответствии с требованием стандарта, но это требует разработки специальной конструкции ВЭУ. Такой ветроустановкой является ВЭУ-250 конструкции «Ветроэн», которые установлены на Чукотской ВЭС. Несколько ветроустановок, соединенных параллельно, работали непродолжительное время автономно, т.е. без связи с электростанцией задающей частоту. Однако полномасштабных испытаний такого режима не было. И неизвестно, как поведут себя эти ВЭУ при возмущениях в локальной энергосистеме.

Второй путь обеспечения устойчивой параллельной автономной работы ветроустановок в ветродизельной электростанции заключается в использовании балластного сопротивления в качестве регулятора нагрузки (см. рис. 3.18). Для поддержания частоты требуется обеспечить равенство мгновенных значений мощности генератора и нагрузки. Эту задачу выполняет специальный регуля-

тор, измеряющий частоту и изменяющий соответственным образом величину балластного сопротивления при изменении мощности нагрузки. В качестве балластного сопротивления может быть использован электродвигатель таким образом «излишки» ветровой энергии могут найти полезное практическое применение — нагрев воды и эффективность ветродизельной станции существенно повышается как за счет использования «излишков» ветровой энергии, так и за счет возможности более полного использования ветровой энергии при параллельной работе ветряков и дизель-генераторов.

В приложении 3.2 приведены основные технические данные ветростанций Великобритании. Следует отметить, что мощность большинства ВЭС не превышает 20 МВт. Т.е. система ветроэнергетики Великобритании является классическим примером распределенной энергетики.

В приложении 3.3 приведены данные морских ВЭУ Европы. Как видим, мощность большинства из них превышает 100 МВт, что является отличительным признаком морских ВЭС.

Приложение 3.1.

Технические характеристики ВЭУ мощностью свыше 100 кВт

1	Фирма	Fuhrländer Aktien- gesell-schaft	Bonus Energy A/S	Wind World A/S	Wind World A/S
	Тип ВЭУ	Fuhrländer FL 100	Bonus 150 kW Мкш	W2700/150	W2500/220
	Страна	Германия	Дания	Дания	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	20/100	150/30	150	220
3	Номинальная скорость ветра, м/с	13	4,0	3,0	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	15,0	12,0	
5	Скорость отключения, м/с	25	25	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	67			
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	21	23,8	27	25
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	346 (3,46)	445 (2,97)	573 (3,82)	491 (2,23)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	31/47	40,4	35,5	41,5
7.5	Вес, включая оголовок, т	2,8	2,5	5,7	4,4
7.6	Материал лопасти	Эпокидная смола, GFK	Фиберглас	Фиберглас	Фиберглас
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	6,2	6,0	6,8	6,7
8.2	Тип редуктора	Планетарный	Геликондный	С двумя па- раллельными валами	С двумя па- раллельными валами
8.3	Число ступеней	2	2	1	1
8.4	Передаточное число	1:32,32	1:24,8	1:21,1	1:24,1
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный, с переключением полюсов	Асинхронный	Асинхронный	Асинхрон- ный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	750/1000	750	1000
8.5.3	Напряжение, В	400	400	400	400
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный, с ограничением по мощности	Прямой	Прямой	Прямой
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Stall	Stall	Stall	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов	Две ступени	Две скорости	Постоянная	Постоянная
9.3	Главный тормоз	Механический, дисковый	Поворот ло- пастей	Поворот ло- пастей	Поворот ло- пастей
9.4	Второй тормоз	Поворот лопастей	Дисковый	Дисковый	Дисковый
9.5	Ориентация на ветер	Электродвигатель поворота	Электродви- гатель	Электродви- гатель	Электродви- гатель
10	Башня				
10.1	Высота, м	35	30	30–40	30–40
10.2	Конструкция	Коническая стальная труба	Стальная ко- ническая башня	Стальная ко- ническая тру- ба	Стальная ко- ническая труба
10.3	Вес, т	18	15	13,5	13,5
11	Расчетная годовая выработка элек- троэнергии, тыс. кВт.ч	216,035	236 (5м/с); 461 (7м/с); 693 (10м/с)		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	35	Более 1000		
13	Общий вес, т	27	23,5		
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	270 (78,03)	156,7 (52,8)	(Более 500)	(Более 200)
15	Расчетный $K_{\text{изм}}$, ч (%)	2160 (24,66)		26	24,6

1	Фирма	Micon A/S	Fuhrlander Aktiengesellschaft	Vergnet SA-Department Eolien	Enercon GmbH
	Тип ВЭУ	M700-225/40 kW	Fuhrlander FL250	Vergnet GEV MP	ENERCON-E-30/3.30
	Страна	Дания	Германия	Франция	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	225/40	50/250	250-275	300
3	Номинальная скорость ветра, м/с	4,0	15	14	12,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	15,0	2,5	4,5	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25	25	28-34
6	Буревая скорость ветра, м/с	70	67	85	—
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	29,8	29	32	30
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	697 (3,1)	661 (2,64)	804 (2,92)	707 (3,36)
7.3	Число лопастей	3	3	2	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	25/37,5	29/38	31/46	18-46
7.5	Вес, включая оголовок, т	5	4,9	7,8	5
7.6	Материал лопасти		Эпокидная смола, GFK	GFK	Эпокидная смола, GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	8,5	9,8	—	12
8.2	Тип редуктора	Планетарный с параллельными осями	Планетарный	Планетарный	Без редуктора
8.3	Число ступеней		2	2	—
8.4	Передаточное число		1:26,02	1:32,5	—
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный	Асинхронный, с переключением полюсов	Асинхронный, с переключением полюсов	Синхронный, кольцевой
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	750/1000	1000/1500	18-46
8.5.3	Напряжение, В	690 или 400	400	400	400
8.5.4	Способ включения в сеть	Прямое включение	Тиристорный, с ограничением по мощности	Тиристорный	Через выпрямитель
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Stall	Stall	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Две ступени	Две ступени	Две ступени	Переменная
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Механический, дисковый	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Аэродинамический (поворот лопастей)	Механический дисковый	Механический дисковый
9.5	Ориентация на ветер	Электродвигатель	2 электродвигателя поворота	Гидравлический сервомотор	2 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	30-36	42-50	50-55-60	44-50
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Коническая стальная труба	Решетка - стальная труба	Коническая стальная труба
10.3	Вес, т	12-21	27-32	10-9-12	37,5-36,8
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч		479,332 510,751	—	542,277 569,34
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		69		
13	Общий вес, т		41,7/46,7		
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)		166,8/186,8 (63,09/70,85)	(62)	(25)
15	Расчетный $K_{\text{ум}}$, ч (%)		1917/2043 (21,88/23,32)	—	54,5/53,8 (181,7/179,3) 77,09/76,1 (1807/1898)

	Фирма	Bonus Energy A/S	Enercon GmbH	Suzlon Energy GmbH	Micon A/S
1	Тип ВЭУ	Bonus Combi 300 kW	Enercon E33	S.33	M750-400/100 kW
	Страна	Дания	Германия	Германия	Дания
	Номинальная мощность, кВт	300	330	100/350	400/100
3	Номинальная скорость ветра, м/с	5,0	2,5	14	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	15,0	12,0	3,5	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25	28-34	25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с			67	69
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	31	33,4	33,4	31
7.2	Ометаемая поверхность, м ²	775/	876/	87,6; 2,5	755/
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	31	18-45	24/32	23,8/35,7
7.5	Вес, включая оголовок, т	4,5		5,8	6
7.6	Материал лопасти	Фиберглас	Фиберглас	GFK	
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	10		14,0	12
8.2	Тип редуктора	Геликондный	Без редуктора	Круговой	Планетарный с параллельными осями
8.3	Число ступеней	3		3	
8.4	Передаточное число	1:48,4		1:31,5	
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный	Синхронный, кольцевой	Асинхронный	Асинхронный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500	18-45	756/1006	1000/1500
8.5.3	Напряжение, В	400		415	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Прямой	Через инвертор	Тиристорный	Прямое включение
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Stall	Pitch	Stall	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов		Переменная скорость	Две ступени	Две ступени
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Три независимых системы поворота лопастей	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Механический тормоз и замок	Механический дисковый	дисковый
9.5	Ориентация на ветер	Электродвигатель	2 электродвигателя поворота	2 электродвигателя поворота	2 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	30	50	50-60-70	36
10.2	Конструкция	Стальная коническая башня	Стальная коническая труба	Решетчатая	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	15		58-63-65	21
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	406 (5м/с) 820 (7м/с) 1295 (10м/с)			
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	Более 100		699	
13	Общий вес, т	29,5		77,8-82,8-84,8	
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	98,3 (38,1)		222,3-236,6-242,3 (88,8-94,5-96,8)	
15	Расчетный $K_{\text{им}}$, ч (%)				

1	Фирма	Bonus Energy A/S	Wind World A/S	Micon A/S
	Тип ВЭУ	Bonus 450 kW Mkш	W3700/500	M1500-600/150 kW
	Страна	Дания	Дания	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	450	500	600/150
3	Номинальная скорость ветра, м/с	5,0	4,0	3,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	14,0	14,5	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с			69
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	37	37	43
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	1075 (2,39)	1075 (2,15)	1452 (2,42)
7.3	Число лопастей	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	30	30	18/27
7.5	Вес, включая оголовок, т	6,5	9,8	13
7.6	Материал лопасти	Фиберглас	Фиберглас	
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т	24	21,5	19
8.2	Тип редуктора	С двумя параллельными валами	С двумя параллельными валами	Планетарный с параллельными осями
8.3	Число ступеней	3	2	
8.4	Передаточное число	1:50	1:50,34	
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	Асинхронный	Асинхронный	Асинхронный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500	1500	1000/1500
8.5.3	Напряжение, В	400/690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Прямой	Прямой	Прямое включение
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	Stall	Stall	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов	Постоянная	Постоянная	Две ступени
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Дисковый	Дисковый
9.5	Ориентация на ветер	Электродвигатель	Электродвигатель	3 электродвигателя
10	Башня			
10.1	Высота, м	32,7	41,5	40–46
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	20	27	40
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	588 (5 м/с)	545 (ср.ск. 5м/с)	
		1218 (7 м/с)	1521 (ср.ск. 8м/с)	
		1948 (10 м/с)	2048 (ср.ск. 10м/с)	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	Более 200		
13	Общий вес, т	50,5	58,3	
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ³)	112,2 (47)	116,6 (54,2)	
15	Расчетный $K_{\text{ум}}$, ч (%)	1306; 2707; 4329 (14,9; 30,9; 49,4)	1090; 3042; 4096 (12,4; 34,7; 46,8)	

1	Фирма	NEG Micon A/S	AN Windf-energie GmbH	De Wind GmbH	Enercon GmbH
	Тип ВЭУ	NM 600/48	AN BONUS 600 кв/44-3	De Wind D4/600 кв	ENERCON E-40/6.44
	Страна	Дания	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	600/150	120/600	600	600
3	Номинальная скорость ветра, м/с	3,0	15	11,5	12,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	15,0	3,0	2,5	2,5
5	Скорость отключения, м/с	20,0	25	19,0	28–34
6	Буревая скорость ветра, м/с		55	49,1	—
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	48	44	48	44
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	1810 (3,02)	1520 (2,53)	1808 (3,01)	1521 (2,54)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	14/21	18/27	15,0-29,2	18–34
7.5	Вес, включая оголовок, т		14,0	12,1	8,7
7.6	Материал лопасти		GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т		22,5	23,7	20,5
8.2	Тип редуктора	Планетарный с параллельными осями	Комбинированный S/планет.	Круговой	Безредукторный
8.3	Число ступеней		3	3	—
8.4	Передачное число		1:56,6	1:45,45	—
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный, 4/6 полюсов	Асинхронный переключение полюсов	Асинхронный doppeltgespeist	Синхронный кольцевой
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	1000/1500	670–1330	18–34
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	400
8.5.4	Способ включения в сеть	Прямое включение	Тиристорный	IGBT-И- преобразователь напряжения	Через преобразователь (инвентор)
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Stall	Stall	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов		Две ступени	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот лопастей	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Механический дисковый	Механический дисковый	Поворот лопастей
9.5	Ориентация на ветер	3 электродвигателя	2 электродвигателя поворота	2 электродвигателя поворота	4 электродвигателя поворота
10	Башня				
10.1	Высота, м	46–60–70	42,3–50–55–58	60–70	50–58–65–78
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т		36–41–47–57	55–67	48–67–76–110
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч		—	1487	1267,823
				1563	1329,514
					1410,957
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		314	487	2240
13	Общий вес, т		72,5/77,5/83,5/93,5	90,8/102,8	77,2/96,2/105,2/139,2
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)		120,8/129,2/139,2/155,8 (47,7/51/54,9/61,5)	151,3/171,3 (50,2/56,9)	128,7/160,3/175,3/232 (50,7/63,2/69,1/91,5)
15	Расчетный $K_{\text{рум}}$, ч (%)		—	2478/2605 (28,3/29,7)	2008/2113/2216/2352 (22,9/24,1/25,3/26,8)

1	Фирма	PFLEIDERER Wind Energy GmbH	RE power Sys- tems AC	ECOTECNIA s.coop.c.l	ECOTECNIA s.coop.c.l
	Тип ВЭУ	PWE650	RE power 48/60	ECONECNIA44	ECOTECNIA48
	Страна	Германия	Германия	Испания	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	600	120/600	640	750
3	Номинальная скорость ветра, м/с	10,8	13,5	14,5	14,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	4,0	4,0
5	Скорость отключения, м/с	20,0	20/25	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	48,8:49,1	65,1	70	59,5
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	50	48,4	44	48
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	1963 (3,27)	1840 (30,7)	1521 (2,38)	1838 (2,45)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	13–26	14–21	27	24
7.5	Вес, включая оголовок, т	11,6	13,8	9,6	6,5
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	23,0	23,0	22,1	27,6
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:75	1:72	1:55,7	1:63,3
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный	Асинхронный с переключением полюсов	Асинхронный 2 штуки	Асинхронный 2 штуки
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000–2000	1000/1500	1500	1518
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Stall	Stall	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменное	Две ступени	Постоянное	Постоянное
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот лопастей	Механический дисковый	Механический дисковый
9.4	Второй тормоз	Поворот лопастей механический тормоз	Дисковый тормоз	Шкивовый тормоз	Шкивовый тормоз
9.5	Ориентация на ветер	3 электродвигателя поворота	2 электродвигателя поворота	2 гидравлических двигателя	2 гидравлических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	50–75	50–65–75	35–45–55	45
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая (двойной конус) труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	37–103		23–31–45	31
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	1407,8	1322,0	—	—
		1638,3	1469,0	—	—
			1555,0		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	2	190	182	397
13	Общий вес, т	71,6/137,6	—	54,7/62,7/76,7	65,1
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	119,3/229,3 (36,5/70,1)	—	85,5/98/119,8 (36/41,2/50,4)	86,8 (35,4)
15	Расчетный $K_{\text{длм}}$, ч (%)	2346/2730 (26,8/31,2)	2203/2448/2592 (25,2/27,9/29,6)		

1	Фирма	NEG Micon A/S	NEG Micon A/S	RE power Systems AG	Fuhrlander Aktiengesellschaft
	Тип ВЭУ	NM 750/44	NM 750/48	RE power 48/750	Fuhrlander FL 800
	Страна	Дания	Дания	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	750/200	750/200	150/750	200/800
3	Номинальная скорость ветра, м/с	4,0	4,0	14,5	14,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	16,0	14,0	4,0	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	20/25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с			65,1	55,0
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	44	48,2	48,4	48,4
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	1520 (2,03)	1824 (2,43)	1840 (2,45)	1839 (2,3)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	18–27	15–22	15,0/22,5	15/22,5
7.5	Вес, включая оголовок, т			—	16,0
7.6	Материал лопасти			GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т			23,0	40,5
8.2	Тип редуктора	Планетарный с параллельными осями	Планетарный с параллельными осями	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней			3	3
8.4	Передаточное число	1:55,6	1:68,2	1:68	1:66,61
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный	Асинхронный	Асинхронный, с переключением полюсов	Асинхронный, с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/1500	1000/1500	1000/1500	1004/1506
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный, с ограничением мощности
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Stall	Stall	Stall	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов	Две ступени	Две ступени	Две ступени	Две ступени
9.3	Главный тормоз	Поворот лопасти	Поворот лопасти	Дисковый механический	Гидравлический привод, дисковый механический
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Дисковый	Шкивовый механический	Шкивовый механический
9.5	Ориентация на ветер	3 электрических двигателя	3 электрических двигателя	2 электродвигателя поворота	2 электродвигателя поворота
10	Башня				
10.1	Высота, м	40–46–50–55	45–50–55–60–70	50–65–75	60
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая (двойной конус) труба	Коническая стальная труба
10.3	Вес, т			1412,0	82
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч			1574,0 167,0	1526,751
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт			290	16
13	Общий вес, т			—	138,5
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)			—	173 (75,3)
15	Расчетный $K_{\text{юрм}}$, ч (%)			1883/2099/2227 (21,5/24/25,4)	1908 (21,8)

1	Фирма	Nordex AG	Vestas Deutschland GmbH	Gamesa Eolica
	Тип ВЭУ	NORDEX N50	Vestas V52/850 kw	Gamesa G52-850 kW
	Страна		Германия	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	200/800	850	850
3	Номинальная скорость ветра, м/с	14,0	15,0	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	4,0	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	65,1–55,3	56,3–49,4–50,2	
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	50	52	52
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	1964 (2,46)	2124 (2,5)	2124 (2,5)
7.3	Число лопастей	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	15,3/23,8	14,0–31,4	14,6–30,8
7.5	Вес, включая оголовок, т	16,0	10,0	
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	Фиберглас
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т	23,6	22,0	23
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Планетарный, геликоидный
8.3	Число ступеней	3	3	2
8.4	Передаточное число	1:63,6	1:62	1:61,74
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	Асинхронный, с переключением полюсов	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный, с переключением полюсов
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1007/1500	868–1948,8	900–1900
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	Тиристорный	Через преобразователь
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	Stall	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Две ступени	Переменное электроуправляемое	Переменная скорость
9.3	Главный тормоз	Дисковый механический	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Шкивовый механический	Дисковый механический	Дисковый с гидравлическим приводом
9.5	Ориентация на ветер	2 электродвигателя поворота	2 электродвигателя поворота	
10	Башня			
10.1	Высота, м	46–50–55–70	65–74–86	44–55–65–74
10.2	Конструкция	Коническая стальная труба	Коническая стальная труба	Стальная коническая башня
10.3	Вес, т	51–65–52–96	71–77–100	40–57–73–90
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1436,8		
		1484,0	1925,36	
		1538,0	2008,09	
		1676	2103,78	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	143	407	
13	Общий вес, т	90,6/104,6/91,6/135,6	103/109/132	73/90/106/123
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	113,2/130,7/114,5/169,5 (46,1/53,2/46,6/69)	121,2/128,2/155,3 (48,5/51,3/62,1)	85,9/105,9/124,7/144,7 (34,4/42,4/49,9/57,9)
15	Расчетный $K_{\text{ном}}$, ч (%)	1796/1855/ 1922/2095 (20,5/21,2/21,9/23,9)	2265/2362/2475 (25,9/27/28,3)	

1	Фирма	GE Wind Energy GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	AN Windenergie GmbH	De Wind GmbH
	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 900S	NM 52/900	AN BONUS 1mw/54	De Winol D6/1000 kw
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	900	200/900	200/1000	1000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	13,0	16,0	15,0	11,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,5	3,0	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0	23,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	59,5	59,5	55	50,5
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	55	52,2	54,2	62,0
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	2376 (2,64)	2140 (2,38)	2300 (2,3)	3019 (3,02)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	15–28	15/22	15/22	12,1–25,2
7.5	Вес, включая оголовок, т	18	16,5	25	24,4
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	28	26,5	40	44
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	2	3	3
8.4	Передачное число	1:65	1:67	1:69	1:53,5
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	Асинхронный с переключением полюсов	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000/2000	1007/1511	1000/1500	Max 1000
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный	IQ BT- U – Umrichter
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Stall	Aktiv-stall	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Изменяемое	Две ступени	Две ступени	Переменное
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Дисковый	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Поворот лопастей	Дисковый тормоз	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	Электродвигатель	3 электродвигателя	4 электродвигателя	2 гидравлических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	46,4–58,9	61,5–73,8	50–60–70	68,5
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	41–62	72–97	54–60–90	77
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	1860,3	1808,367	—	2568,5
		2039,9	1923,912	—	—
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	4	498	150	230
13	Общий вес, т	87/108	115/140	119/125/155	145,4
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	96,7/120 (36,6/45,4)	127,8/155,6 (53,7/165,4)	119/125/155 (51,7/54,3/67,4)	145,4 (48,2)
15	Расчетный $K_{\text{ном}}$, ч (%)	2067/2266 (23,6/25,9)	2009/2138 (22,9/24,4)	—	2568 (29,3)

1	Фирма	Enercon GmbH	Fuhrländer Aktiengesell-Schaft	NEG Micon Deutschland GmbH	Suzlon Energy GmbH
	Тип ВЭУ	ENERCON E-58/10,58	FuhrländerFL 1000	NM60/1000	S60
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	1000	250/1000	250/1000	250/1000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	14,5	13,0	13,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	3,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	28-34	20	20	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	—	50	54,4	67
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	58,6	54	60	60
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ³ /кВт)	2697 (2,7)	2289 (2,29)	2827 (2,83)	2827 (2,87)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	10-24	15/22	12/18	15,3/22,9
7.5	Вес, включая оголовок, т	22,1	18,5	23,9	21,5
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	61,0	40,5	33,5	47
8.2	Тип редуктора	Безредукторный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	—	3	3	3
8.4	Передаточное число	—	1:69,155	1:83,26	1:67,31
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Синхронный кольцевой	Асинхронный с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	Асинхронный с переключением полюсов, с полужидкостным охлаждением	Асинхронный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	10-24	1000/1500	1000/1500	1007/1507
8.5.3	Напряжение, В	400	690	690	600
8.5.4	Способ включения в сеть	Через инвертор	Тиристорный с ограничением мощности	Тиристорный	Тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Stall	Stall	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменное	Две ступени	Две ступени	Переменное
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Гидравлический дисковый	Дисковый	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Поворот лопастей	Ленточный	Ленточный	Поворот лопастей
9.5	Ориентация на ветер	4 электродвигателя	2 электродвигателя	4 электродвигателя	4 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	70-89	70-82	70-80	60-65
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная труба с двойным конусом
10.3	Вес, т	127-214	95-120	86-114	93-94
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт ч	2504,755	1992,094	2359,043	—
		2695,182	2086,786	2458,48	—
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	206	192	481	68
13	Общий вес, т	210,1/297,1	154/179	143,4/171,4	161,5/162,5
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	210,1 (297,1)	154 (179)	143,4 (171,4)	161,5 (162,5)
15	Расчетный $K_{гум}$, ч (%)	2505/2695 (28,6/30,8)	1992/2087 (22,7/23,8)	2359/2458 (26,9/28,1)	—

1	Фирма	Winwind Oy	De Wind GmbH	De Wind GmbH	Ecotecnic S.Coop.e.l.
	Тип ВЭУ	Win Wind WWD-1	De Wind D6/62-1,25 MW	De Wind D6/64-1,25 MW	Ecotecnia62
	Страна	Финляндия	Германия	Германия	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	1000	1250	1250	1250
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	12,5	12,3	13,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	2,8	2,8	3-4
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	23	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	59,0	61,9	53,8	70
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	56	62	64	62
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	2463 (2,46)	3019 (2,42)	3217 (2,57)	3019 (2,42)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	7,7-25,6	13,9-25,9	13,2-24,5	19
7.5	Вес, включая оголовок, т	52	24,7	25	—
7.6	Материал лопасти	Эпоксидная смола	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	12	50	50	—
8.2	Тип редуктора	Планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	1	3	3	3
8.4	Передачное число	1:5,71	1:50,2	1:53,1	1:82,1
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Синхронный постоянные магниты	Асинхронный постоянные магниты	Асинхронный постоянные магниты	Асинхронный постоянные магниты
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	44-146	700-1250	70-1250	1012/1518
8.5.3	Напряжение, В	660	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Через инвертор	IGB-U-	IGB-U-	Тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов	Поворот лопасти	Поворот лопасти	Поворот лопасти	Две ступени
9.3	Главный тормоз	Изменение угла атаки	Изменение угла атаки	Изменение угла атаки	Поворот лопасти
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Поворот конца лопасти + ленточный тормоз	Поворот конца лопасти	Дисковый
9.5	Ориентация на ветер	2 электродвигателя	3 гидравлических двигателя	3 гидравлических двигателя	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	56-60-66-70	65	68,0-91,5	60-80
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	
10.3	Вес, т	68	84	90-131	—
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	—	2704,5	2847,0 3161,0	—
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	1	10	80	1
13	Общий вес, т	138	158,7	165/206	—
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	138 (56,03)	127 (52,57)	132/164,8 (51,3/64,03)	—
15	Расчетный $K_{рум}$, ч (%)	—	2164 (24,7)	2278/2529 (26/28,9)	—

	Фирма	Suzlon Energy GmbH	AN Windenergie GmdH	Nordex AG	Nordex AG
1	Тип ВЭУ	S64	AN BONUS 1,3 mw/62	NORDEX N60	NORDEX N62
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
	Номинальная мощность, кВт	250/1250	250/1300	250/1300	250/1300
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	15,0	15,0	15,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	2,5	2,5
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	67	55	65,1–56,6–50,1	55,3–49
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м				
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	3217 (2,57)	3019 (2,32)	2828 (2,17)	3020 (2,32)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	13,9/20,8	13/19	12,8/19,2	12,8/19,2
7.5	Вес, включая оголовок, т	8,8	30	21,5	28,4
7.6	Материал лопасти	GFK RIM	GFK, эпоксидная смола	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	44	50	51,4	51,4
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:74,92	1:78	1:78,62	1:78,62
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный	Асинхронный с переключением полюсов	Асинхронный	Асинхронный
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1007/1507	1000/1500	1010/1515	1010/1515
8.5.3	Напряжение, В	600/690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Актив-stall	Stall	Stall
9.2	Регулирование числа оборотов	Поворот лопасти	Две ступени	Две ступени	Две ступени
9.3	Главный тормоз	Поворот лопасти	Поворот лопасти	Поворот лопасти	Поворот лопасти
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Дисковый	Дисковый	Дисковый
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	3 электрических двигателя	3 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	60,0–65	60–68–80–90	46–60–69–85	60–69
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	94–95	80–133–188	73–98–106–163	87–106
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч			2130	
				2341,289	
				2465,7	
				2652,9	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	6	319	873	873
13	Общий вес, т	146,8/147,8	-/160/213/268	145,9/170,9/178,9/235,9	166,8/185,8
14	Материалосмкость, кг/кВт (кг/м ²)	117,4/118,2 (45,6)	-123,1/163,8/206,1 (-53/70,5/88,7)	112,2/131,5/137,6/181,5 (51,6/60,4/63,3/83,4)	128,3/142,9 (55,2/61,5)
15	Расчетный $K_{\text{гум}}$, ч (%)	—	—	1638/1801/1897/2041 (18,7/20,6/21,6/23,3)	1891/1988 (21,6/22,7)

1	Фирма	Fuhrlander Aktien- gesell-Schaft	Fuhrlander Aktien- gesell-Schaft	GE Wind Energy GmbH	GE Wind Energy GmbH
	Тип ВЭУ	Fuhrlander FLMD70	Fuhrlander FL MD 77	GEWE1.5S	GE Wind Energy 1,5 sl
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	1500	1500	1500	1500
3	Номинальная скорость ветра, м/с	11,6	13,0	12,0	11,8
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	3,5	4,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	25	20	25,0	20,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	56	51,5	59,5	52
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	70	77	70,5	77
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	3848 (2,56)	4657 (3,10)	3904 (2,60)	4657 (3,10)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	10,6–19,0	9,6–17,3	11–22	10–22
7.5	Вес, включая оголовок, т	33	35	33	33
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	56	56	50	50
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:94,7	1:103,44	1:90	1:98
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000–1800	1000–1800	1000–1800	1000–2000
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Преобразователь	Преобразователь	Преобразователь частоты	Преобразователь частоты
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменная скорость	Переменная скорость	Переменное	Переменное
9.3	Главный тормоз	Дисковый	Дисковый	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Ленточный	Ленточный	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	3 электрических двигателя	Электрический двигатель
10	Башня				
10.1	Высота, м	65–85–114,5	61,5–85–100–111,5	64,7–80–85–100	61,4–80–85–100
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба, решетчатая башня	Стальная коническая труба, решетчатая башня	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	93–174–136	93–174–270–128	80–105–105–134	80–107–107–158
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	3486,451	3880,561	3581,1	3999,8
		3747,328	4039,68	3650,4	4071,9
		4006,244	4141,105	3835,2	4263,3
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	51	30	1144	809
13	Общий вес, т	182/263/225	184/265/361/219	163/188/188/217	163/190/170/241
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	121,3/175,3/150 (47,3/68,3/58,5)	122,7/176,7/240,7/279,3 (39,5/56,9/77,5/47,0)	108,7/125,3/125,3/144,7 (41,7/48,2/48,2/55,6)	108,7/126,7/113,3/160,7 (35/40,8/36,5/51,7)
15	Расчетный $K_{\text{ум}}$, ч (%)	2324/2498/2671 (26,5/28,5/30,5)	2349/2587/2693/276 (26,8/29,5/30,7/31,5)	2225/2387/2434/2557 (25,4/27,2/27,8/29,2)	2454/2666/2715/2842 (28/30,4/31/32,4)

1	Фирма	NEG Micon Deutschland GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	NEG Micon Deutschland GmbH	Nordex AG
	Тип ВЭУ	NM 64C/1500	NM 72C/1500	NM 82/1500	SUDWind S70
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	400/1500	400/1500	900/1500	1500
3	Номинальная скорость ветра, м/с	14,0	13,0	13,0	13,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	4,0	3,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	25	20,0	16,0	25
6	Буревая скорость ветра, м/с	59,5	50,9	51,5	56,3
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	64	72	82	70
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	3217 (2,14)	4072 (2,71)	5281 (3,52)	3848 (2,56)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	11,5/17,3	11,5/17,3	14,4	10,6-19
7.5	Вес, включая оголовок, т	29	31,4	42	32
7.6	Материал лопасти	GFK	Эпоксидная смола	Эпоксидная смола	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	43	44	50	56
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	2	2	2	2
8.4	Передаточное число	1:87,65	1:87,6	1:70,5	1:94,7
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный, с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	Асинхронный, с переключением полюсов, с жидкостным охлаждением	Асинхронный, с переключением полюсов	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1008/1515	1008/1518	750/1000	1000-1800
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный	Тиристорный
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Stall	Aktiv-stall	Aktiv-stall	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Две ступени	Две ступени	Две ступени	Переменная скорость
9.3	Главный тормоз	Ленточный	Поворот концов лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	Поворот концов лопастей	Ленточный	Ленточный	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	5 электрических двигателей	5 электрических двигателей	5 электрических двигателей	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	68-80	64-80-98	94,6-108,6	65-85-98-114,5
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба, решетка
10.3	Вес, т	113-148	89-132-201	153-201	100-174-136
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	2917,176	3501,591	4538,107	3575,606
		3090,272	3755,780	4689,343	3741
			3984,047		3921
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	278	153	7	312
13	Общий вес, т	185/220	164,4/207,4/276,4	245/293	188/262/199/224
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	123,3/146,7 (57,5/68,4)	109,6/138,3/184,3 (40,4/50,9/67,9)	163,3/195,3 (46,4/55,5)	125,3/174,7/132,7/149,3 (48,8/68,1/51,7/58,2)
15	Расчетный $K_{\text{ном}}$, ч (%)	1945/2060 (22,2/23,5)	2334/2504/2656 (26,6/28,6/30,3)	3025/3126 (34,5/35,7)	2175/2384/2494/2614 (24,8/27,2/28,5/29,8)

1	Фирма	Nordex	PFLEIDERER Wind Energy GmbH	PFLEIDERER Wind Energy GmbH	REpower AG
	Тип ВЭУ	SuDWINDS77	PWE1570	PWE1570	Repower MD70
	Страна	Германия	Германия	Франция	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	1500	1500	1500	1500
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,5	12,0	11,0	12,8
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	20	25,0	20,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	52,0	56,3	51,0	56,0
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	77	70	77,4	70
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	4657 (3,10)	3848 (2,56)	4705 (3,14)	3848 (2,56)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	9,9–17,3	11–22	9,7–19	10,6–19,0
7.5	Вес, включая оголовок, т	34,0	32,0	33,6	33,0
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	56,0	50	51	56
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:104,2	1:90	1:104,1	1:95
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный с двухсторонним питанием	Асинхронный с двухсторонним питанием	Асинхронный с двухсторонним питанием	Асинхронный с двухсторонним питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000–1800	1000–2000	1000–2000	1000–1800
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности				
9.2	Регулирование числа оборотов				
9.3	Главный тормоз	Поворот концов лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Ленточный	Ленточный	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	61,5–90–96,5–111,5	65–100–100	61–100–100	65–85–98–114
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба решетка (111,5)	Стальная коническая труба бетон (100)	Стальная коническая труба, бетон (100)	Стальная коническая труба, бетон (114)
10.3	Вес, т	90–174–108–128	97–260–900	95–260–9000	--
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	3581			3376
		4032	3184,7	3528,6	3783
		4113	3662,4	4118,3	4021
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	4280	3662,4	4118,3	4300
		140	1	0	203
13	Общий вес, т	180/264/198/216	179/42/982	179,6/344,6/984,6	—
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	120/176/132/144 (69,6/56,7/42,5/46,4)	119/228/655 (46,5/88,9/255,2)	119,7/229,7/656,4 (38,2/73,2/209,3)	
15	Расчетный $K_{гум}$, ч (%)	2387/2688/2742/2853 (27,2/30,7/31,3/32,6)	2123/2442/2442 (24,2/27,9/27,9)	2352/2745/2745 (26,8/31,3/31,3)	2251/2522/2681/2867 (25,7/28,8/30,6/32,7)

1	Фирма	GE Wind Energy GmbH	REpower Systems AG	ECOTECNIA, s. coop. c.e.	ECOTECNIA, s. coop. c.e.
	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 1,5 SL	Repower MA 77	ECOTECNIA 74	ECOTECNIA 80
	Страна	Германия	Германия	Испания	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	1500	1500	1670	1670
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	12,5		
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,5	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	22,0	20	25	2,5
6	Буревая скорость ветра, м/с		51,6	55	—
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	77	77	74	80
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)		4657 (3,10)	4301 (2,57)	5027 (3,01)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	11–20	9,6–17,3	10–19	9,7–18,4
7.5	Вес, включая оголовок, т	30,8	35	—	—
7.6	Материал лопасти		GFK	GFK	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	49	56	—	—
8.2	Тип редуктора	Планетарный, цилиндрический	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	1	3	3	3
8.4	Передачное число	1:98,3	1:104	—	—
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный, двойного питания	Асинхронный, с двухступенчатым питанием	Асинхронный, с двухступенчатым питанием	Асинхронный, с двухступенчатым питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500–1800	1000–1800	1000–1950	—
8.5.3	Напряжение, В		690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменный	Переменная	Переменная	Переменная
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Поворот лопастей и дисковый тормоз	Ленточный	Ленточный	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	3 электродвигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	61,4–80–85–96–100	61–85–90–100	60–70–80	70–80
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т		-----	-----	-----
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт ч		3706	—	—
			4245	—	—
			4349	—	—
			4547	—	—
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		237	1	0
13	Общий вес, т		—	—	—
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ³)		—	—	—
15	Расчетный $K_{\text{нум}}$, ч (%)		2471/2830/2899/3031 (28,2/32,3/33,1/34,6)	—	—

1	Фирма	VESTaS Deutschland GmbH	ENERCON GmbH	Vestas Wind Systems A/S	Vestas Wind Systems A/S
	Тип ВЭУ	Vestasv66/1,75mw	ENERCON E-661/18,70	V90 – 1,8 MW	V90 – 2,0 MW
	Страна	Германия	Германия	Дания	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	1750	1800	1800	2000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	15,0	12,0	3,5	3,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	4,0	2,5	12,0	13,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	28–34	25,0	25,0 (23,0)
6	Буревая скорость ветра, м/с	55,8/56,5/57,4	—		
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	66	70	90	90
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	3421 (1,95)	3848 (2,14)	6362 (3,59)	6362 (3,18)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	10,7–21,3	10–22	8,8–14,9	8,8–14,9
7.5	Вес, включая оголовок, т	23	31,7	38	38
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK		
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	57	68,8	68	68
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Без редуктора	1 ст. планетарный; 2 ст. геликоидный	1 ст. планетарный; 2 ст. геликоидный
8.3	Число ступеней	3	—		
8.4	Передаточное число	1:79	—		
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный, с двухступенчатым питанием	Синхронный кольцевой	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	830–1930	10–22		
8.5.3	Напряжение, В	690	400	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменное	Переменное	Переменное	Переменное
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот лопасти	Поворот лопасти
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Поворот концов лопастей	Дисковый	Дисковый
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя		
10	Башня				
10.1	Высота, м	60–67–78	65–86–98–114	80–95–105	80–95–105
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Коническая стальная труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	100–117–159	139–220/860–1193	150–205–230	150–205–230
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	3159,7	4020,342		
		3292,1	4214,672		
		3444,2	4422,61		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	788	1910		
13	Общий вес, т	180/197/239	239,5/325,5/ 865,5/1293,5		
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	120/131/159 (52,6/57,6/69,7)	133/181/481/719 (62,2/84,6/225/336)		
15	Расчетный $K_{изм}$, ч (%)	2106/2194/2296 (24,0/25,0/26,2)	2041/2234/2342/2457 (23,3/25,5/26,7/28)		

1	Фирма	AN Windenergie GmbH	DT Wind GmbH	Repower Systems Ad	Gamesa Eolica
	Тип ВЭУ	AN BONUS 2VW176	DeWind81/2,0 mw	Repower MD70	Gamesa G80-2,0MW
	Страна	Германия	Германия	Германия	Испания
2	Номинальная мощность, кВт	400/2000	2000	2000	2000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	15,0	13,5	14,5	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	3,5	17,0
5	Скорость отключения, м/с	25	—	25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	55	57,4	65	
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	76	80	70	80
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	4536 (2,27)	5027 (2,51)	3850 (1,92)	5027 (2,51)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	11/16	11,1–20,7	10–20	9–19
7.5	Вес, включая оголовок, т	52	38	33	37,2
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	GFK	Фиберглас
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	82,5	66	59	61,2
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	1 ст. планетарный; 2 ст. геликоидный
8.3	Число ступеней	3	3	3	2
8.4	Передаточное число	1:93	1:94	1:90	1:100,5
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный с переключением полюсов	Асинхронный с двусторонним питанием	Асинхронный с двусторонним питанием	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000–1500	1050–1950	900–1800	900–1900
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Тиристорный	IGBT-U-преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Aktiv-stall	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Две ступени	Переменное	Переменное	Переменная скорость
9.3	Главный тормоз	Поворот концов лопастей	Поворот лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Поворот концов лопастей, ленточный	Ленточный	Дисковый с гидравлическим приводом
9.5	Ориентация на ветер	8 электрических двигателя	4 электрических двигателя	4 электрических двигателя	
10	Башня				
10.1	Высота, м	60–80–90	80–100	65	60–67–78–100
10.2	Конструкция	Коническая бетонная труба	Коническая стальная труба	Коническая стальная труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	97–167–246	155–300	—	120–135–190–231
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт ч	—	4753 5090	3434,0	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	58	14	4	
13	Общий вес, т	231,5/301,5/380,5	259/404	—	
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	116/151/190 (51/66,5/83,9)	130/202 (51,5/80,4)	—	
15	Расчетный $K_{\text{нум}}$, ч (%)	—	2376/2545 (27,1/29)	1717 (19,6)	

1	Фирма	Gamesa Eolica	Gamesa Eolica	Enercon GmbH	Enercon GmbH
	Тип ВЭУ	Gamesa G87-2,0MW	Gamesa G90-2,0MW	Enercon E70	Enercon E82
	Страна	Испания	Испания	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	2000	2000	2000	2000
3	Номинальная скорость ветра, м/с	4,0	3,0	2,5	2,5
4	Стартовая скорость ветра, м/с	14,0	13,0	13,5	12,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	21,0	28-34	22-28
6	Буревая скорость ветра, м/с				
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	87	90	71	82
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	5945 (2,97)	6362 (3,18)	3959 (1,98)	5281 (2,64)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	9–19	9–19	6–21,5	6–19,5
7.5	Вес, включая оголовок, т	38	39,4		
7.6	Материал лопасти	Фиберглас	Фиберглас	Фиберглас	Фиберглас
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	65	65		
8.2	Тип редуктора	1 ст. планетарный; 2 ст. геликоидный	1 ст. планетарный; 2 ст. геликоидный	Без редуктора	Без редуктора
8.3	Число ступеней	2	2		
8.4	Передаточное число	1:100,5	1:100,5		
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием	Синхронный, кольцевой	Синхронный, кольцевой
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	900–1900	900–1900	6–21,5	6–19,5
8.5.3	Напряжение, В	690	690		
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Через преобразователь	Через инвертор	Через инвертор
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменная скорость	Переменная скорость	Переменная скорость	Переменная скорость
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот лопастей	3 независимых системы поворота лопастей	3 независимых системы поворота лопастей
9.4	Второй тормоз	Дисковый с гидравлическим приводом	Дисковый с гидравлическим приводом	Механический тормоз и замок	Механический тормоз и замок
9.5	Ориентация на ветер			6 электродвигателей поворота	6 электродвигателей поворота
10	Башня				
10.1	Высота, м	67–78–100	67–78–100	64–85–98–113	70–78–98–108
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	153–200–286	153–200–286		
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч				
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт				
13	Общий вес, т	256/303/389	257,4/304,4/390,4		
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	128/151,5/194,5 (43,1/51/65,4)	128,7/152,2/195,2 (40,5/47,8/63,4)		
15	Расчетный $K_{\text{плн}}$, ч (%)				

1	Фирма	REpower SystemsAG	Vestas Deutschland GmbH	AN Windenergie GmbH	Nordex AG
	Тип ВЭУ	Repower MM82	Vistas V80/2MW	AN BONUS 2,3 MW/82	NORDEX N.90
	Страна	Германия	Германия	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	2000	2000	400/2300	2300
3	Номинальная скорость ветра, м/с	12,0	15,0	15,0	13,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	4,0	3,0	3,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	—	48,7–49,4–51	55	57,6
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	82	80	82,4	90
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	5281 (2,6)	5027 (2,5)	5333 (2,3)	6362 (2,8)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	8,5–17,1	9–19	11/16,6	9,6–16,9
7.5	Вес, включая оголовков, т	—	37,2	52	53,2
7.6	Материал лопасти	GFK	GFK	Эпоксидная смола	GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т	—	61,2	82,5	85,6
8.2	Тип редуктора	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3	3	3
8.4	Передаточное число	1:105	1:100,5	1:91	1:77,44
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием	Асинхронный с переключением полюсов	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1000–1800	904–1909	1000/1500	740–1310
8.5.3	Напряжение, В	690	690	690	690
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Тиристорный	Тиристорный	Через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Aktiv-stall	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменный	Переменный	Две ступени	Переменный
9.3	Главный тормоз	Поворот концов лопастей	Поворот лопастей	Поворот концов лопастей	Поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	Ленточный	Ленточный	Ленточный	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электрических двигателя	электрический двигатель	8 электрических двигателя	2 электрических двигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	59–80–100	60–67–78–100	80–90–100	80–100–105
10.2	Конструкция	Стальная, коническая труба	Стальная, коническая труба	Стальная, коническая труба	Стальная, коническая труба, решетка (105)
10.3	Вес, т	—	110–130–170–220	—	179–329/175
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	—	4388,4	—	—
		—	455,84	—	5767
		—	4786,23	—	6165
		—	5161,020	—	6403,7
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт	1	516	2	2
13	Общий вес, т	—	208,4/228,4/268,4/318,4	—	318,8/468,8/314,8
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)	—	104,2/114,2/134,2/159,2 (41,5/45,4/53,4/63,3)	—	138,6/203,8/136/8 (50,1/73,7/49,5)
15	Расчетный $K_{\text{ном}}$, ч (%)	—	2194/2278/2393/2580 (25,0/26/27,3/29,5)	—	2507/2680/2784 (28,6/30,6/31,8)

1	Фирма	GE Wind Energy GmbH	Siemens Wind Power A/S	GE Wind Energy GmbH	Nordex AG
	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 2,3	Bonus 2,3MW	GE Wind Energy 2,5	NORDEX N80
	Страна	Германия	Дания	Германия	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	2300	2300	2500	2500
3	Номинальная скорость ветра, м/с		4,0		15,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	13–14	3,5	4,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с		55 (60)		70
7	Ротор				
7.1	Диаметр, м	94	93	88	80
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	6940 (3,02)	6800 (2,96)	6082 (2,43)	5026 (2,01)
7.3	Число лопастей	3	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	5,5–14,9	6–16	6–16,5	10,9–19,1
7.5	Вес, включая оголовок, т		60		49,2
7.6	Материал лопасти		GRE		GFK
8	Гондола (кабина)				
8.1	Масса без ротора, т		82		85,6
8.2	Тип редуктора	Планетарный	1 ст. геликонд-ный; 2 и 3 ст. планетарный	Планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней		3		3
8.4	Передаточное число		1:91		1:68,14
8.5	Генератор				
8.5.1	Тип	Синхронный с двойным питанием	Асинхронный	Синхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин		1500		700–1300
8.5.3	Напряжение, В		690		660
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования				
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменный	Переменный	Переменный	Переменное
9.3	Главный тормоз	3 независимых системы поворота лопастей	Поворот лопастей	3 независимых системы поворота лопастей	Поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	Механический с гидравлическим приводом	Дисковый	Механический с гидравлическим приводом	Ленточный
9.5	Ориентация на ветер	4 электродвигателя	8 электродвигателей	4 электродвигателя	2 электродвигателя
10	Башня				
10.1	Высота, м	100–120	70–80	85	80–60–100–105
10.2	Конструкция	1. Стальная коническая труба; 2. Бетон + стальная труба	Стальная коническая башня	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба, решетка (105)
10.3	Вес, т		134–162		116–198–282/205
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч				4342
					4832
					5216
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт				5286,8
13	Общий вес, т				63
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)				250,8/332,8/416,8/339,8
15	Расчетный $K_{\text{юм}}$, ч (%)				100,3/133/166,7/135,9 (49,9/66,2/82,9/67,6)
					1737/1933/2086/2115 (19,8/22,1/23,8/24,1)

1	Фирма	GE Wind Energy GmbH	NEG Micoh Deutschland GmbH	Vestas Wind Systems A/s
	Тип ВЭУ	GE Wind Energy 2,7	NM 92/2750	V90-3,0 MW
	Страна	Германия	Германия	Дания
2	Номинальная мощность, кВт	2700	2750	3000
3	Номинальная скорость ветра, м/с		14,0	4,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	4,0	15,0
5	Скорость отключения, м/с	25,0	25,0	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с		58	
7	Ротор			
7.1	Диаметр, м	84	92	90
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	5542 (2,05)	6648 (2,42)	6362
7.3	Число лопастей	3	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	6,5–18	15,6	9–19
7.5	Вес, включая оголовок, т		52,8	41
7.6	Материал лопасти		GFK	
8	Гондола (кабина)			
8.1	Масса без ротора, т		83	70
8.2	Тип редуктора	Планетарный	Круговой планетарный	2 планетарных и 1 геликоидный
8.3	Число ступеней		3	3
8.4	Передаточное число		1:70,65	
8.5	Генератор			
8.5.1	Тип	Синхронный с двойным питанием	Асинхронный с двойным питанием, жидкостное охлаждение	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин		1100	
8.5.3	Напряжение, В		670/690	1000
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования			
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменный	Переменное	Переменная скорость
9.3	Главный тормоз	3 независимых системы поворота лопастей	Ленточный	Отдельный поворот лопастей
9.4	Второй тормоз	Механический с гидравлическим приводом	Поворот лопастей	Дисковый с гидравлическим приводом
9.5	Ориентация на ветер	4 электродвигателя	5 электрических двигателей	
10	Башня			
10.1	Высота, м	58–70	80–103,8	65–80–90–105
10.2	Конструкция	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т		182	100–160–170–285
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч		6342	
			6869	
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		1	
13	Общий вес, т		317,8	
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)		115,6 (47,8)	
15	Расчетный $K_{\text{ГРМ}}$, ч (%)		2306/2498 (26,3/28,5)	

1	Фирма	Siemens Wind Power A/S	GE Wind Energy GmbH
	Тип ВЭУ	Bonus 3,6 MW	GE Wind Energy 3,65 offshore
	Страна	Дания	Германия
2	Номинальная мощность, кВт	3600	3600
3	Номинальная скорость ветра, м/с	3,0	14,0
4	Стартовая скорость ветра, м/с	12–14	3,5
5	Скорость отключения, м/с	25	25,0
6	Буревая скорость ветра, м/с	55 (60–80)	70
7	Ротор		
7.1	Диаметр, м	107	104
7.2	Ометаемая поверхность, м ² (м ² /кВт)	9000 (2,5)	8495 (2,36)
7.3	Число лопастей	3	3
7.4	Скорость вращения, об/мин	5–13	8,5–15,3
7.5	Вес, включая оголовок, т	95	88
7.6	Материал лопасти	GRE	GFK
8	Гондола (кабина)		
8.1	Масса без ротора, т	125	187
8.2	Тип редуктора	1 ст. геликондный; 2 и 3 ст. планетарный	Круговой планетарный
8.3	Число ступеней	3	3
8.4	Передаточное число	1:119	1:117,97
8.5	Генератор		
8.5.1	Тип	Асинхронный	Асинхронный с двойным питанием
8.5.2	Скорость вращения, об/мин	1500	1000–1800
8.5.3	Напряжение, В	690	690/3300
8.5.4	Способ включения в сеть	Через преобразователь	Через преобразователь
9	Система регулирования		
9.1	Регулирование мощности	Pitch	Pitch
9.2	Регулирование числа оборотов	Переменный	Переменное
9.3	Главный тормоз	Поворот лопастей	Поворот концов лопастей
9.4	Второй тормоз	Дисковый	Поворот концов лопастей
9.5	Ориентация на ветер	6 электродвигателей	4 электрических двигателя
10	Башня		
10.1	Высота, м	80–100	—
10.2	Конструкция	Стальная коническая башня	Стальная коническая труба
10.3	Вес, т	250–350	
11	Расчетная годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч		
12	Установлено в мире на 31.12.2002, шт		
13	Общий вес, т		
14	Материалоемкость, кг/кВт (кг/м ²)		
15	Расчетный $K_{\text{взм}}$, ч (%)		

Приложение 3.2.

Наземные ветростанции Великобритании

№ п/п	Название ветростанции	Место установки	Марка ветротурбины	Мощность ветротурбины, МВт	Количество ветротурбин, шт.	Мощность ВЭС, МВт	Дата ввода в эксплуатацию
1	Aikenga	Шотландия	Vestas V 90	3	16	48	2009–05
2	Alta hull Phase I	Сев. Ирландия	Bonus B 1300	1,3	20	26	2003–04
3	Alta hull Phase I	Сев. Ирландия	Siemens SWT-1,3	1,3	9	11,7	2007–11
4	Andross	Шотландия	Vestas V 80	2	12	24	2004–02
5	Arnish Moor	Шотландия	Nordex N 60	1,3	3	3,9	—
6	Artfield Fell	Шотландия	Siemens SWT-1,3	1,3	15	19,50	2005–07
7	Askam	Англия	Vestas V 47	0,66	7	4,62	1999–07
8	Bamber Farm	Англия	Enercon E 44	0,6	2	1,2	2004–10
9	Bamber Farm II	Англия	Enercon E 48	0,6	6	3,6	2006–11
10	Beinn an Tuirc	Шотландия	Vestas V 47	0,66	46	30,36	2001–12
11	Bears Down	Англия	Bonus B 600	0,6	16	9,6	2001–09
12	Beinn Gnlas	Шотландия	Bonus B 600	0,6	14	8,40	1999–05
13	Beinn Tharsuin	Шотландия	Vestas V	1,65	17	28,05	2006–09
14	Ben Aketil	Шотландия	Enercon E 70	2,3	10	23	2007–12
15	Bessy Bell	Сев. Ирландия	Vestas V 39	0,5	10	5,0	1995–10
16	Bessy Bell Extensic	Сев. Ирландия	GE 1,5 s	1,5	6	9,0	2008–05
17	Bicker Fen	Англия	RE power MM 82	2,0	13	26	2008–11
18	Belbster Watten	Шотландия	Nor dex N 60	1,3	3	3,9	2008–09
19	Bin Mounta	Сев. Ирландия	GE 1,5 s	1,5	6	9,0	2007–08
20	Black Hill	Шотландия	Siemens SWT-1,3	1,3	22	28,6	2007–02
21	Black Law A	Шотландия	Siemens SWT-2,3	2,3	44	101,2	2005–09
22	Black Law B	Шотландия	Siemens SWT-2,3	2,3	12	27,6	2006–09
23	Black Scont Wind Farm	Англия	—	1,0	2	2,0	Н.д.
24	Blaen Bowi	Уэльс	Nordex N 60	1,3	3	3,9	2002–07
25	Blood Hill	Англия	Vestas V 27	0,225	10	2,25	1992–12
26	Blyth Harboun	Англия	Wind WM 28	0,3	9	2,7	1993–01
27	Boulfru	Шотландия	Vestas V 52	0,85	15	12,75	2005–10
28	Bowbea	Шотландия	Nordex N 60	1,3	24	31,2	2002–09
29	Boundie Airfield	Шотландия	Enercon E 70	2,0	10	20	2006–05
30	Braes of Doune	Шотландия	Vestas V 80	2	36	72	2007–02
31	Braich Ddu Farm	Уэльс	Nordex N 60	1,3	3	3,9	2008–01
32	Bristol Port Wind	Англия	Enercon E 82	2,0	3	6,6	2007–08
33	Park Ltd Bryn Titli	Уэльс	Bouns B 450	0,45	22	9,90	1994–07
34	Bu Farm	Шотландия	GE wind 900 S	0,9	3	2,7	2002–03
35	Burre Dall	Шотландия	Vestas V 47	0,66	3	1,98	2000–12
36	Burra Dale Extensic	Шотландия	Vestas V 52	0,85	2	1,7	2003–01
37	Burton World Wind	Англия	Enercon E 70	2,0	10	20	2006–04
38	Farum Butterw Moor	Англия	—	2,0	10	20	2009
39	Callagh	Сев. Ирландия	Siemens SWT-1,3	1,3	13	16,9	2005–12
40	Car land Cross	Англия	Vestas VD 34	0,4	15	6,0	1992–08
41	Carno «A» and «B»	Уэльс	Bouns B 600	0,6	56	33,6	1996–10
42	Carno Extensic	Уэльс	Siemens SWT-1,3	1,3	12	15,6	2009–03
43	Caton Moor RE power	Англия	RE power MM 70	2	8	1,6	2006–07
44	Causeyr	Шотландия	Bonus B 2300	2,3	21	48,3	2004–11
45	Cefn Croes	Уэльс	GE 1,5 se	1,5	39	58,5	2005–06

№ п/п	Название ветростанции	Место установки	Марка ветротурбины	Мощность ветротурбины, МВт	Количество ветротурбин, шт.	Мощность ВЭС, МВт	Дата ввода в эксплуатацию
46	Cemma	Уэльс	Vestas V 52	0,85	18	15,3	2002-03
47	Chelker Reservo	Англия	WEG MS3-300	0,3	4	1,2	1992-12
48	Coal Clough	Англия	Vestas VD 34	0,4	24	9,6	1992-12
49	Cold Northco	Англия	WEG MS3-300	0,3	22	6,8	1993-04
50	Coldhar	Англия	Vestas V 80	1,75	8	14,0	2005-11
51	Covishc Fen Re-subm	Англия	Enercon E 48	0,8	20	16	2008-05
52	Corkey	Сев. Ирландия	Nord tank NTK 500	0,5	10	5,0	1994-03
53	Graid wind Farm	Шотландия	Nordex N 80	2,5	4	8,0	2007-09
54	Cruach Mhor	Шотландия	Vestas V 52	0,85	35	29,75	2004-07
55	Crystal Rig	Шотландия	Nordex	2,5	20	50,0	2004-05
56	Crystal Rig 1a	Шотландия	Nordex	2,5	5	12,5	2007-05
57	Ford Motors	Англия	Enercon E 66	1,8	2	3,6	2004-04
58	Dalswin Pennyla	Шотландия	RE power MM 82	2	15	30	2008-10
59	Moor Deeping St. Nichola	Англия	RE power MM 82	2	8	16	2006-07
60	Delobol	Англия	Vestas V	0,4	10	4,0	1991-11
61	Deucher Hill	Шотландия	Vestas V 66	1,75	9	15,75	2001-12
62	Drumde	Шотландия	Siemens SWT-2,3	2,0	16	32	2008-10
63	Dummu	Шотландия	Vestas V 66	1,75	7	12,25	2007-04
64	Dun Law	Шотландия	Vestas V 47	0,66	26	17,16	2000-07
65	Dyffryn Brodyn	Шотландия	Nord tank NTK 500	0,5	11	5,5	1994-12
66	Earlsbur	Шотландия	Nordex N 80	2,0	14	28	2007-08
67	Eastman Voridia	Англия	RE power MM 82	2,0	2	4	2006-10
68	Elliot's Hill	Сев. Ирландия	Vestas V 39	0,5	10	5,0	1995-04
69	Farr wind Farm	Шотландия	Bonus B 2300	2,0	40	80	2006-05
70	Ffynnon Oer	Уэльс	RE power MM 70	2,0	16	32	2006-06
71	Findhor Foundat	Шотландия	Vestas V 17/ V 2	0,075	4	0,3	2006-03
72	Forestm	Англия	Vestas V	1,0	3	3,0	2005-03
73	Forss Phase I	Шотландия	Bonus	1,16	2	2,32	2003-03
74	Forss Phase II	Шотландия	Siemens SWT-1,3	1,3	4	5,2	2007-07
75	Four Burrows	Англия	Bonus B 300	0,3	15	4,5	1998-03
76	Gerney Marsh	Англия	RE power MM 82	2	6	12	2006-07
77	Gigha Commu	Англия	Vestas V 27	0,225	3	0,68	2004-12
78	Glass Moor	Англия	RE power MM 82	2	8	16	2006-06
79	Gloxo Sn	Англия	Micon	0,25	2	0,5	Н.д.
80	Glens of Foudlan	Шотландия	Bonus B 1300	1,3	20	26	2005-07
81	Goon hill Downs	Англия	Vestas VD 34	0,4	14	5,6	1993-04
82	Great Orton II	Англия	Vestas V 47	0,66	6	3,96	2001-01
83	Green Knowes	Шотландия	Acciona AW 1500	1,5	18	27	2008-09
84	Greendy wind Farm	Шотландия	RE power MM 82	2	2	4,0	2007-12
85	Hady arc Hill. Barr	Шотландия	Bonug B 2500	2,5	52	130	2006-03
86	Hafoty Ucha3 Extensic	Уэльс	Vestas V 52	0,85	2	1,7	2002-12
87	Hagshay Hill	Шотландия	Bonus B 600	0,6	26	15,60	1995-11
88	Hagshay Hill Extensic	Шотландия	Siemens SWT-1,3	1,3	20	26,0	2008-10
89	Hare Hill (3 Hs)	Англия	HM 80	2,75	2,0	5,5	2004-09
90	Hare Hill	Англия	Vestas V 47	0,65	20	13	2000-11

№ п/п	Название ветростанции	Место установки	Марка ветротурбины	Мощность ветротурбины, МВт	Количество ветротурбин, шт.	Мощность ВЭС, МВт	Дата ввода в эксплуатацию
91	Har lock Hill	Англия	Wind World W 3700	0,5	5	2,5	1997-01
92	Havering II	Англия	Wind World	0,6	4	2,4	1998-07
93	Havering III	Англия	Vestas V 52	0,85	4	3,4	2005-03
94	High Hedley Hope	Англия	Nordex N 60	0,8	3	2,4	2001-12
95	High Hedley Hope II	Англия	Nordex N 60	1,3	4	5,2	2008-10
96	High Volts (3 HS)	Англия	NM 80	2,75	3	8,25	2003-12
97	Hill of Easterto	Англия	Vestas V 52	0,85	2	1,7	2007-07
98	Holmsic Hall (3Hs)	Англия	NM 80	2,75	2	5,5	2004-05
99	Kilbraun (Strathb)	Шотландия	Nordex N 90	2,5	19	47,5	2008-08
100	Kirkby Moor	Англия	Vestas VD 34	0,4	12	4,8	1993-08
101	Kirkhea	Англия	Nordex	0,6	3	1,8	2000-05
102	Knabs Ridge Felli-sehi	Англия	RE power MM 70	2	8	16	2008-09
103	Lambrig	Англия	Bonus B 1300	1,3	5	6,5	2000-09
104	Lendge Bridge Phase I	Сев. Ирландия	Vestas V 47	0,66	9	5,94	2000-01
105	Lendge Bridge Phase II	Сев. Ирландия	Vestas V 47	0,66	11	7,26	2002-12
106	Lisset Airfield	Англия	Nordex N 90	2,5	12	30	2009-02
107	Little Cheyne Courf	Англия	Nordex N 90	2,3	26	59,8	2009-04
108	Llandin Pand L 2	Уэльс	Mitsubichy	0,3	103	30,9	1992-12
109	Llangwy	Уэльс	Vestas V 52	0,85	11	9,35	2004-02
110	Llyn Alaw	Уэльс	Bonus B 600	0,6	34	20,40	1997-10
111	Lough Hill Resubm	Сев. Ирландия	Siemens SWT-1,3	1,3	6	7,80	2007-07
112	Lowca	Англия	Vestas V 47	0,66	7	4,62	2000-03
113	Mableth	Англия	Enercon E 40	0,6	2	1,2	2002-07
114	Mc Cain Foods	Англия	Vestas V 90	3	3	9,0	2007-12
115	Mersey Docks	Англия	Nordex N 90	2,5	4	10	2008-12
116	Micheli Tyre Factory	Шотландия	Enercon E 70	2,0	2	4,0	2006-05
117	Millenn Glenmo	Шотландия	Nordex N 90	2,5	16	40	2008-10
118	Millenn Extensic	Шотландия	Nordex N 90	2,5	4	10	2008-12
119	Minsca	Шотландия	Siemens SWT-2,3	2,3	16	36,80	2008-05
120	Moel Maeloge	Уэльс	Bonus B 1300	1,3	2	2,6	2002-12
121	Moel Maeloge Ex-tensic	Уэльс	Siemens SWT-1,3	1,3	8	11,40	2008-10
122	Mynydo Clogau	Уэльс	Vestas V 52	0,85	17	14,45	2006-04
123	Mynydo Gorddu	Уэльс	NEG Micon MI 500	0,5	19	9,5	1998-04
124	Myres Hill	Шотландия	NEG Micon NM 52	0,9	2	1,8	2001-12
125	Nissan Motors Plant	Англия	Vestas V 47	0,66	6	3,96	2005-11
126	North Pickenh Wind Farm	Англия	Vestas V 90	1,8	8	14,40	2006-11
127	North Redbog	Шотландия	Enercon E 48	0,8	2	1,6	2008-07
128	Novar	Шотландия	Bonus B500	0,5	34	17	1997-10
129	Oldside	Англия	Vestas V 42	0,6	16	9,60	1996-10
130	Ont Newton	Англия	Bonus B 1300	1,3	7	9,10	2002-03
131	Ovende Moor	Англия	Vestas WD 34	0,4	23	9,20	1993-06
132	Owenre	Сев. Ирландия	Zond Z 40	0,5	10	5,0	1996-10
133	Owenre	Сев. Ирландия		0,85	6	5,10	2008-08
134	Parc Cynog	Уэльс	Neg Vicon	0,72	5	3,60	2001-02

№ п/п	Название ветростанции	Место установки	Марка ветротурбины	Мощность ветротурбины, МВт	Количество ветротурбин, шт.	Мощность ВЭС, МВт	Дата ввода в эксплуатацию
135	Paul's Hill	Extensic	Bonus B 2300	2,3	24	55,20	2006-04
136	Paul's Hill Extensic	Extensic	Bonus B 2300	2,3	4	9,0	Н.д.
137	RansonnFarm	Англия	Gamesa G 80	2,0	3	6,0	2007-05
138	Ransonn Farm Phase II	Англия	RE power MM 82	2	2	4	2008-04
139	Red Till	Англия	RE power MM 82	2	12	24	2007-03
140	Rheidol	Уэльс	Bonus B 300	0,3	8	2,4	1997-01
141	Rhyd-y-Groes	Уэльс	Bonus B 300	0,3	24	7,2	1992-11
142	Rigged Hill	Сев. Ирландия	Nord tank NTK 500	0,9	10	9	1995-03
143	Rothes Cairn Uish	Шотландия	Bonus B 2300	2,3	22	50,60	2005-05
144	Seaforth Dock	Англия	Vestas V 42	0,6	6	3,6	1999-04
145	Royd Moor	Англия	Bonus M 1500-500	0,5	13	6,50	1993-11
146	Scout Moor	Англия	2,5	2,6	65,0	169	2008-09
147	Siddick	Англия	Vestas V 42	0,6	7	4,2	1996-10
148	Slieve Rushen	Сев. Ирландия	Vestas V 39	0,5	10	5,0	1995-12
149	Rushen RE power	Vestas V 80	Vestas V 90	3,0	18	54,0	2008-04
150	Spurnes Wind Farm	Шотландия	NEG Micon NM 92	2,75	4	11,0	2005-01
151	St Breock	Шотландия	Bonus B 450	0,45	11	4,95	1994-05
152	Stags Holt	Англия	Vestas V 80	2	9	18	2007-10
153	Taff Ely	Уэльс	Nord tank NTK 450	0,45	20	9,0	1993-09
154	Tangy	Англия	Vestas V 52	0,85	15	12,75	2002-12
155	Tappagl Mounta	Сев. Ирландия	GE 1.5 S	1,5	13	19,50	2005-03
156	The Hollies Wind Farm	Англия	Nordex	1,3	2	2,6	2008-07
157	Tir Mostyn and Foll Goch	Уэльс	Gamesa G 52	0,85	25	21,25	2005-09
158	Tow Law	Англия	Nordex N 50	0,8	3	2,40	2001-12
159	Twimdon Grange	Bonus B 450	Nordex N 60	1,3	4	5,2	2008-10
160	Trysglw	Уэльс	Bonus B 400	0,4	14	5,60	1996-07
161	Walkwa High Swainst	Англия	RE power MM 82	2	7	14	2008-05
162	Wardlav Wood Wind Farm	Шотландия	Vestas V 90	3	6	18	2006-06
163	Westmi	Англия	Siemens SWT-1.3	1,3	5	6,5	2008-03
164	Wether Hill	Шотландия	Siemens SWT-1.3	1,3	14	18,20	2007-05
165	Wharrel Hill	Англия	Nordex N 60	1,3	8	10,40	2007-08
166	Whitele Eaglesh Moor	Шотландия	Siemens SWT-2.3	2,3	140	322	2009-05
167	Windy Stan dart	Шотландия	Nord tank NTK 600	0,6	36	21,60	1996-09
168	Winscal	Англия	Vestas V 47	0,66	3	1,98	1999-12
169	Winscal Extensic	Англия	Vestas V 52	0,85	8	6,80	2005-02
170	Wolf Bog	Сев. Ирландия	Vestas V 80	2,0	5	10,0	2007-12
171	WWA High Sharpley	Шотландия	Nordex N 80	2,5	2	5,0	2007-02
172	WWF Roskov Barton	Англия	Vestas V 52	0,85	2	1,7	2008-02
173	WWP Hameld Hill	Англия	RE power MD	1,5	3	4,50	2007-02
174	WWU High Pow	Англия	Nordex N 60	1,3	3	3,90	2007-03

Источник: http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_onshore_wind_farms_in_the_United_Kingdom.

Приложение 3.3.

Развитие морских (оффшорных) ветростанций в странах Европы

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м	Расстояние до берега, км	Дата ввода в работу
Бельгия					
В эксплуатации, всего:	30,0				
Thornton Bank phase 1	30,0	6	12–27	27–30	2008
Планируемые до 2015 г., всего:					
Belwind	330				2010
Thornton Bank phase 2	90				2010
Thornton Bank phase 3	180				2012
Eldepasco phase 1	72				2012
Eldepasco phase 2	144				2014
North of Bligh Bank	600				2015
Германия					
В эксплуатации, всего:	12,0				
EmdenEms	4,5	1	—	<1	2004
Breiting	2,5	1	2	1	2006
Hooksiel	5	1	2–8	0,4	2008
Строящиеся, всего:	732,5				
Alpha Ventus	60	12	30	45	2009
Baltic 1	52,5	21		15–16	2009
Borkum Riffgat	220	—	—	—	2012
BARD offshore 1	400	80	—	100	2009
Планируемые до 2015 г, всего:	10183,0				
Borkum Riffgrund phase 1	231				2009
Sky 2000	150				2009
Nördlicher grund	400				2009
Nordergrunde	90				2010
Code Wind	400				2010
Borkum West 2	400				2011
Amrumbank West	400				2011
Northsea Wind Station	280				2011
Austerngrund	400				2011
Hochsee Windpark Nordsee	400				2011
Borkum Riffgrund West phase 1	400				2011
Nordsee Ost	400				2012
Butendiek	240				2012
Globaltech 1	360				2013
Kriegers Flak	332				2013
Borkum Riffgrund phase 2	450				2013
Mearwind	400				2013
Innogy Nordsee 1	960				2015
He Dreiht	400				2015
Dan Tysk	400				
Sandbank 24 phase 1	400				
Arkona-Becken phase 1	400				
Beltsee	415				
GEOFReE	25				

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м	Расстояние до берега, км	Дата ввода в работу
Deutsche Bucht	250				
Ventotec Nord phase 1	600				
Ventotec Nord phase 2	600				
Дания					
В эксплуатации, всего:	409,15				
Vindeby	4,95	11	2,5–5	2,5	1991
Tuno Knob	5,0	10	0,8–4	6	1995
Middelgrunden	40,0	20	5–10	2–3	2001
Horns Rev 1	160,0	80	6–14	14–17	2002
Nysted	165,6	72	6–10	6–10	2003
Samso	23,0	4	11–18	3,5	2003
Frederikshavn	10,6	4	3	0,8	2003
Строящиеся, всего:	449,2				
Sprogø	21	7	6–16	0,5	2009
Avedøre	7,2	2	2	0,025	2009
Frederikshavn (Test site)	12	2	15–20	4,5	2010
Horns Rev 2	209,0	91	9–17	30	2010
Rodsand 2	200,0	89	5–15	23	2010
Планируемые до 2015 г., всего:	418,0				
Djursland-Anholt	400				2012
Grenaa Havn	18				2012
Великобритания					
В эксплуатации, всего:	590,8				
Blyth Offshore	3,8	2	6	1	2000
North Hoyle	60	30	5–12	7,5	2003
Scroby Sands	60	27	2–10	3	2004
Kentish flats	90	30	5	8,5	2005
Barrow	90	30	>15	7	2006
Beatrice	10	2	>40		2007
Burbo Bank	90	25	10	5,2	2007
Inner Dowsing	90	30	10	5,2	2008
Lynn	97	30	10	5,2	2008
Строящиеся, всего:	1392,0				
Ryhl Flats	90	25	8	8	2009
Gunfleet Stand 1 and 2	172	48	2–15	7	2010
Solway Firth/ Robin Rigg A	90	30	>5	9,5	2010
Solway Firth/ Robin Rigg B	90	30	>5	9,5	2010
Thanet	300	100	20–25	7–8,5	2010
Greater Gabbard phase 1	300				2010
Greater Gabbard phase 2	200				2011
Ormonde	150	30	20	11	2010
Планируемые до 2015 г., всего:	6773,0				
Redcar Teeside	90				2010
Sheringham Shoal	315				2011
London Array East	475				2012
London Array West	525				2012
Gwyntjy Mor	750				2014
Cirrus Array	270				

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м	Расстояние до берега, км	Дата ввода в работу
Docking Shoal	500				
Dudgeon East	300				
Humber Gateway	300				
Lincs	250				
Race Bank	500				
Scarweather Sands	108				
Triton Knoll	1200				
Walney	450				
West Duddon	500				
Westmost Rough	240				
Нидерланды					
В эксплуатации, всего:	246,8				
Lely	2	4	7,5	0,75	1994
Irene Vorrink	16,8	28	2	0,03	1996
Offshore Wind Farm Egmond ann-Zee (OWEZ)	108	36	17-23	8-12	2006
Prinses Amalia	120	60	19-24	>23	2008
Планируемые до 2015 г., всего:	2587,0				
Scheveningen Buiten	300				2011
West Rijn	284				2012
Breeveertien 2	350				2013
Callantsoog-Noord	303				2013
Q10	200				2013
Tromp	1150				
Швеция					
В эксплуатации, всего:	133,3				
Bockstigen	2,8	5	6-8	3	1998
Utgrunden I	10,5	7	4-10	7	2001
Yttre Stengrund	10	5	8-12	4	2002
Lillgrund	110	48	2,5-9	10	2007
Строящиеся, всего:	30,0				
Gasslingegrund	30	10	4-10	4	2009
Планируемые до 2015 г., всего:	3149,4				
Skottarevet	135				2010
Trolleboda	150				2011
Kriegers Flak	640				2011
Karehamn	50				2011
South Midsjo Bank	1000				2013
Kriegers Flak 2	640				2014
Finngrundet	400				
Klasarden	48				
Utgrunden 2	86,4				
Ирландия					
В эксплуатации, всего:	25,2				
Arklow Bank	25,2	7	15	7	2004
Планируемые до 2015 г., всего:	1578,0				
Codling Wind Park Off	1100				
Kish and Bray	48				

Продолжение табл.

Ветростанция	Мощность, МВт	Количество ветроустановок	Глубина воды, м	Расстояние до берега, км	Дата ввода в работу
Oriel Wind Farm	330				
Skerd Rocks	100				
Италия					
В эксплуатации, всего:	0,08				
Brindisi	0,08	1	108	20	2008
Планируемые до 2015 г., всего:	827,0				
Molise	162				2010
Golfo di Gela	575				
Tricase	90				
Испания					
Планируемые до 2015 г., всего:	1976,4				
Barbate	982,8				2012
Mar de Trafalgar	993,6				
Норвегия					
Строящиеся, всего:	3,0				
LFloting Hywind	3	1	100	10	2009
Планируемые до 2015 г., всего:	1550,0				
Havsul 1	350				2015
Siragrunnen	200				2015
Lista	1000				2015
Финляндия					
В эксплуатации, всего:	24,0				
Kemi Ajos phases 1+2	24	8		<1	2008
Планируемые до 2015 г., всего:	1306,0				
Pori 1	36				2010
Pori 2	30				2011
Kristina	240				2011
Suurhieka	400				2013
Korsnas	600				2015
Франция					
Планируемые до 2015 г., всего:	1070,0				
Cote d Albatre	105				2009
Deux cotes	705				2012
Le Havvre	260				2012

Источник: EWEA Offshore Statistics January 2009.

Приложение 3.4.

Ветроэлектростанции Германии мощностью 10 кВт и выше

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Aachen	18,500	12	No	ND
Ablaß	16,500	11	No	1998
Achim	18,600	10	No	2003/03
Achmer Vinte	20,700	9	No	2005
Ackendorf/Gutenswegen	12,000	6	No	2006
Aderstedt II	25,200	14	No	2001
Adlergrund 500	72,000	20	Yes	ND
Adlergrund GAP	155,000	31	Yes	ND
Adlergrund Nordkap	155,000	31	Yes	ND
Adlerhorst	12,500	5	No	2003/11
Ahlen	11,900	12	No	ND
Ahrenswohldede	12,000	20	No	2001
Ahrenviöl	27,500	11	No	2003
Aiolos	1,182,000	197	Yes	ND
Albatros	345,000	ND	Yes	ND
Albersdorf	22,120	11	No	2002/07
Algermissen	10,700	7	No	2009/10
Alpenrod	12,200	9	No	2002/06
Alpha Ventus	60,000	12	Yes	2009/12
Aisleben-Saale	31,500	21	No	2006/03
Alt Mahlisch	10,900	8	No	2000
Altbokhorst	14,400	8	No	2003/06
Altenbeken	57,775	56	No	ND
Altenberge	17,800	17	No	ND
Altenbruch II	25,800	9	No	2009
Altentreptow	38,800	20	No	2003/12
Altenwerder	12,000	2	No	2011
Altes Lager	36,000	18	No	2009
Altlandsberg	37,700	20	No	2001
Altflüdersdorf	33,700	23	No	2003
Altmark	32,000	16	No	2006
Am Landrücken	10,000	5	No	2011
Amalienhof	4,660	3	No	2000/01
Amesdorf	10,500	7	No	ND
Amrumbank West	288,000	80	Yes	ND
Anzetel	18,000	4	No	ND
Apen	19,800	11	No	2001
Apensen	34,650	21	No	2001
Arcadis Ost I	348,000	58	Yes	ND
AreaC I	400,000	80	Yes	ND
AreaC II	400,000	80	Yes	ND
AreaC III	400,000	80	Yes	ND
Arkonabecken Südost	480,000	80	Yes	ND
ArkonaSee Ost	320,000	ND	Yes	ND
ArkonaSee Sud	400,000	ND	Yes	ND
ArkonaSee West	400,000	ND	Yes	ND
Arneburg	65,100	43	No	2002
Arnstedt	14,300	11	No	2001
Artern	19,000	19	No	ND

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Arzfeld	16,300	9	No	2008/05
Aschersleben	23,400	11	No	ND
Aschersleben - Nauen	28,140	13	No	2003
Asendorfer Kippe	20,000	10	No	2007/07
Aurich	36,060	29	No	1999/12
Ausleben	52,200	51	No	2001
Austerngrund	400,000	80	Yes	ND
Baalberge	13,650	13	No	2001
Bad Driburg	13,800	21	No	ND
Bad Langensalza	32,500	23	No	1999
Bad Salzuflen	11,500	10	No	2001/12
Bad Wünnenberg	77,010	50	No	2004
Badbergen	18,000	12	No	2002
Badel	17,000	12	No	2001
Badeleben	25,900	20	No	ND
Balje	10,600	10	No	2000/02
Balkum Thiene	27,600	12	No	2007
Ballstädt	15,000	5	No	2012/03
BalticEagle	415,000	83	Yes	ND
BalticPower	480,000	80	Yes	ND
Bard Offshore 1	400,000	80	Yes	2013/08
Barendorf	33,600	19	No	2005
Barkow	31,000	12	No	2009/12
Barleben	21,600	14	No	2003
Barlt	14,430	7	No	1991/07
Barnstedt	21,600	12	No	2004
Barnstorf	10,040	8	No	2000/04
Barsinghausen	23,750	12	No	1998/09
Bartelsdorf	32,000	16	No	2010
Barver	10,910	7	No	1994/11
Barwedel	22,000	11	No	2003/04
Basedow	11,900	12	No	2003/05
Bassum	22,450	18	No	1997/05
Bassum Albringhausen	10,500	7	No	2001/11
Bedburg	30,000	16	No	2006
Beerfelde	10,500	7	No	2002
Beesenstedt	67,600	36	No	2000
Beeskow	22,000	11	No	ND
Beeskow-Hufenfeld	18,000	9	No	2003
Beeskow-Neuendorf	20,000	10	No	2002
Beggerow-Borenthin	22,100	9	No	2012
Bellheim	15,700	10	No	2003/12
Bellum	25,000	14	No	2004
Beltheim	27,000	12	No	ND
Beltsee	125,000	25	Yes	ND
Bentstreek	18,000	10	No	2003
Beppener Bruch	38,500	20	No	ND
Berching	22,700	10	No	2000
Berge	41,180	28	No	ND
Berge-Lietzow-Nauen	38,000	19	No	2005
Bergheim	12,000	8	No	2003

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Bergholz	16,400	26	No	1999/09
Berglicht	13,500	9	No	2002
Bernstadt a. d. Eigen	20,800	11	No	2003
Bersteland-Niewitz	21,000	14	No	2002
Beseritz	12,900	7	No	2003/12
Beta Baltic	150,000	50	Yes	ND
Bettenfeld	12,000	4	No	ND
Bevensen-Emmendorf	16,000	8	No	2003
Bevensen-Masendorf	14,000	7	No	2006
Beverstedt	27,100	17	No	2006
Beverungen	22,010	28	No	ND
Biegen	11,800	8	No	2006
Biere	57,450	49	No	2001
Biere II	24,000	16	No	2002
Bight Power I	400,000	80	Yes	ND
Bight Power II	400,000	80	Yes	ND
Bippen	27,750	13	No	2004/12
Birkholz	12,000	6	No	2004
Bischofswerda	20,000	10	No	2003
Bitburg	27,500	15	No	2001
Blender II	14,000	7	No	ND
Bliesdorf	43,700	25	No	2000
Blindow	9,600	15	No	1995
Blindow I	12,000	5	No	2009/10
Blomberg	10,950	11	No	2003
Bobbau	19,800	11	No	2005/06
Bocholt	20,500	6	No	2003/12
Bockelwitz	15,000	10	No	1999
Bockenem	27,000	18	No	2001/03
Bockhorn	15,200	12	No	2001/04
Bohmte	11,500	6	No	2005
Bokel/Ellerdorf	32,500	16	No	2000
Bolschwitz Calau	10,000	4	No	2011
Bomlitz	11,400	8	No	2003/06
Borchen	42,750	34	No	2001
Bordelum	17,800	5	No	2005
Borgentreich	17,950	17	No	ND
Borkum Riffgrund I	277,200	77	Yes	ND
Borkum Riffgrund II	349,200	97	Yes	ND
Borkum Riffgrund West	270,000	45	Yes	ND
Borkum-Riffgrund West II	265,000	43	Yes	ND
Borne Repowering	16,100	7	No	2011
Bornstedt-Holdenstedt	15,000	10	No	2006/12
Bornstedt-Rottmersleben	36,800	16	No	2003/12
Borsum	23,400	13	No	2001
Bosbüll	15,500	8	No	ND
Boxberg	13,000	7	No	2004
Braderup	18,400	8	No	2005
Bramstedt	21,000	14	No	2007/12
Breberen	18,000	9	No	2005
Bredenborn	23,000	15	No	ND

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Bredentin	15,000	5	No	2013
Bredow	32,800	23	No	2005
Breesen	21,000	7	No	2013
Bremen	44,550	31	No	ND
Bremerhaven	22,800	12	No	2006
Bremerhaven-Lehe-Thebushelmde	10,000	2	No	2008
Bremervörde	11,700	9	No	2003/12
Brenntenberg	15,000	5	No	2012
Brest	14,300	11	No	2000/09
Breydin	27,000	18	No	2004/12
Brilon	54,300	42	No	ND
Bruchhausen-Vilsen	32,200	16	No	2004/12
Brunsbüttel	72,050	48	No	ND
Brünnsstadt	9,600	3	No	2014
Brüssow	17,000	11	No	2003
Bucha	12,000	8	No	2002
Buchhain	14,000	7	No	2012
Buchholz i.d.N.	42,600	24	No	ND
Buckow-Birkholz	25,500	17	No	2002/09
Bunde-Bunderhee	20,700	9	No	2006
Burg/Spreetal	23,350	13	No	1995
Burgwedel	12,100	13	No	2000/10
Butendiek	288,000	80	Yes	ND
Butjadingen	37,085	51	No	ND
Büchenbach	12,000	4	No	2013
Bückwitz	21,250	25	No	2003
Büddenstedt	10,000	5	No	2003/04
Büren	32,950	27	No	2009
Bütow	13,200	22	No	1999/08
Büttel	45,260	24	No	1997/01
Bützfleth	22,100	18	No	2003
Bösel	50,320	21	No	1996/05
Calau II A	15,000	5	No	ND
Cismar	10,500	7	No	2000
Clauen	18,700	8	No	2010
Coesfeld	32,655	22	No	2007/08
Concordia I	500,000	ND	Yes	ND
Concordia II	500,000	ND	Yes	ND
Cottbus-Ost I	28,000	14	No	2009
Cottbus-Ost II	24,000	12	No	2005
Crussow West I	24,000	12	No	2002
Cuxhaven	36,800	23	No	2006
Dahlenburg	54,000	24	No	2002
Dahlenburg Süd	12,000	6	No	2003/07
Dahme-Mark	20,100	16	No	1996
Dahmetal-Görsdorf	19,500	13	No	2002
Dahmetal-Wildau-Wentdorf	38,400	27	No	2002
Dalwitz	21,000	7	No	2013
Damme	30,000	15	No	2001
Dammfleth	20,100	15	No	1996/01
Dan Tysk	288,000	80	Yes	2014

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Danna	20,000	10	No	ND
Dargelütz	35,800	17	No	2006/08
Daseburg	32,000	16	No	2001
Dauer	11,550	11	No	2002/12
Deblinghausen	12,600	7	No	2003/10
Debstedt	11,000	11	No	1998/12
Deinste	25,200	14	No	2003
Delmenhorst	16,000	11	No	2005
Delta Nordsee 1	240,000	48	Yes	ND
Delta Nordsee 2	160,000	32	Yes	ND
Denkendorf	13,250	6	No	2001
Dersekow	21,820	13	No	2001
Detmold	15,600	3	No	2001
Deutsche Bucht	210,000	42	Yes	ND
Diamant	1,040,000	160	Yes	ND
Dieksanderkoog	11,400	20	No	1997
Diemelsee	71,600	68	No	2006
Diemelstadt	16,400	11	No	2002
Diepenau	22,500	3	No	2012
Dingen I-IV	13,600	4	No	2011
Dingen V-VII	10,200	3	No	2011
Dinklage	33,100	19	No	2002
Dirlammen	10,400	8	No	2000
Dobberkau	14,000	7	No	2006
Dobberkau II	14,000	7	No	2007
Domnitz	13,500	7	No	2003
Dorn-Dürkheim	16,100	7	No	2012
Dorna-Wittenberg	19,500	13	No	ND
Dornbock	15,000	10	No	2002
Dornstedt	26,000	14	No	2001
Dornum	37,550	69	No	2000/02
Drebkau-Casel	12,000	6	No	2009
Drehnow Nord	12,000	8	No	2005
Dreiländereck II	13,800	6	No	ND
Dretzen	15,000	10	No	2005
Driedorf	15,300	18	No	2011
Drochtersen	18,425	18	No	2003
Drohndorf	21,000	12	No	2004
Druxberge	116,400	57	No	2003
Duben	28,500	19	No	ND
Dubener Platte	28,500	19	No	2003
Dubener Platte III	40,000	20	No	2011/01
Düren	11,000	7	No	2001
Döbeln	10,500	7	No	1999
Dörentrup	10,000	9	No	ND
Dörpen	67,700	48	No	2011/03
Dötlingen	36,000	18	No	2001
Eckersweiler	12,500	5	No	2006
Ecklack	11,400	6	No	2001/11
Eckölstadt	14,300	11	No	1999
Edemannswisch	9,800	16	No	1999/05

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Edemissen	19,600	14	No	1999/12
Edersleben	13,800	15	No	2002/12
Egeln	45,700	21	No	1998
Eibau-Neueibau	12,000	ND	No	2004
Eichenhof Hörup	10,200	3	No	2011/12
Eichhorst	10,500	7	No	2003
Eilsleben-Ovelgünne	36,900	23	No	1999/12
Eisenach II	12,000	6	No	2010
Eixen	18,000	9	No	2006/12
Elbaue-Fläming	44,000	57	No	2012
Ellenserdamm	12,500	5	No	2011
Ellhöft	31,450	13	No	2007
Elsdorf	28,800	21	No	1995
Elsfleth	33,400	23	No	2006
Elster II	12,000	20	No	2001
Elster III	13,800	23	No	2002
Elsterheide	22,000	11	No	2005/06
Elsterwerda	11,250	7	No	2006
Emden	82,110	53	No	2009/12
Emden-Rysumer Nacken	10,000	1	No	2007/12
Emlichheim	11,200	6	No	2000
Emsdetten	27,165	17	No	2002
Emstek	36,260	20	No	2009
EnBW Baltic 1	48,300	21	Yes	2011/05
EnBW Baltic 2	288,000	80	Yes	ND
EnBW He Dreiht	400,000	80	Yes	ND
EnBW Hohe See	492,000	80	Yes	ND
Ennigerloh	20,600	12	No	1998/07
ENOVA Offshore NSWP 10	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 11	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 12	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 13	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 14	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 15	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 8	ND	ND	Yes	ND
ENOVA Offshore NSWP 9	ND	ND	Yes	ND
Ense	24,375	41	No	ND
Erfstadt	12,000	6	No	2006
Erfurt-Schwerborn	33,900	25	No	2004
Erlau	12,850	9	No	2002
Esche	10,000	5	No	2007
Esperstedt	36,000	15	No	2009/11
Etgersleben	14,000	9	No	ND
Etzin I	14,000	7	No	2005
Euklas	1,040,000	160	Yes	ND
Euscheid	32,500	15	No	2006
Eußenheim	16,000	8	No	2006
Everswinkel	18,980	12	No	ND
Extertal	30,450	20	No	2006/04
Fahrenwalde	26,000	11	No	2012
Fairwind	195,000	ND	Yes	ND

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Falkenhagen	14,260	18	No	1999/10
Falkenhain-Schäcksforf	12,000	6	No	2006
Falkenstein-Harz-Ermsleben	16,000	8	No	2002
Falkenstein-Harz-Reinstedt	22,500	16	No	1998
Falkenthal	22,225	12	No	2000
Falkenwalde	12,000	8	No	2004/12
Farnstädt II	32,000	16	No	2007
Fasanerie	20,000	10	No	ND
Fehnland	16,200	9	No	2001
Feldheim	54,100	30	No	2002
Felsberg	9,900	5	No	2003
Ferchland	17,700	12	No	2001/04
Fiefbergen	10,050	9	No	1996/07
Flechtendorf/Helmscheid	9,500	7	No	2004
Fleetmark	17,700	13	No	2002/12
Flur	13,500	6	No	2009
Fohren-Linden/Eckersweiler	11,500	5	No	2006
Framersheim	9,800	5	No	1998
Frankfurt-Oder-Hohenwalde	10,500	6	No	1996
Frauenhagen	10,670	9	No	2000
Freiburg	42,300	24	No	2001
Freiheit	23,900	16	No	1999
Freisen	18,200	17	No	2004/04
Freren	24,000	12	No	2008
Freudenberg	11,000	6	No	2000
Freudenberg-Beiersdorf	28,000	14	No	2005
Freyenstein	16,000	8	No	2006/06
Friedland	53,100	39	No	2002
Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog	34,000	17	No	2009/12
Friedrichskoog	81,400	50	No	ND
Friedrichsruhe	12,600	11	No	1998/07
Friesoythe	52,910	59	No	ND
Förderstedt	83,900	40	No	2005
Gaarz	15,700	9	No	2007/12
Gahlen	10,000	4	No	2011
GAIA I	560,000	80	Yes	ND
GAIA II	273,000	39	Yes	ND
GAIA III	560,000	80	Yes	ND
GAIA IV	476,000	68	Yes	ND
GAIA V	560,000	80	Yes	ND
Galmsbüll	42,600	25	No	2007
Galmsbüll-Marienkogg	25,200	7	No	2006/12
Ganderkese	24,960	21	No	2001/08
Gangelt	26,200	18	No	2004/02
Gangloffsömmern	62,000	31	No	2004
Gannet	400,000	80	Yes	ND
Ganzer	10,000	5	No	2006
Garrel	11,200	10	No	2003/08
Gattendorf-Regnitzlosau-Vierschau	10,000	5	No	2010
Gebhardshain	16,100	7	No	2010/08
Geeste	10,600	6	No	1995/07

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Gehlenberg	25,200	14	No	ND
Gehrde	16,200	9	No	2006/07
Gehrden	10,000	5	No	2005
Geilenkirchen	9,670	8	No	ND
Geilenkirchen-Beeck I-II	10,200	3	No	2013
Geisleden	10,850	14	No	2011
Genthin	42,700	27	No	2001
Georgsfeld	19,500	3	No	ND
Gerbstedt	25,900	18	No	2000
Gerdau	16,250	13	No	2001/12
Gerdshagen-Rapshagen	14,950	11	No	2005/12
Gescher	15,200	13	No	ND
Geseke	11,840	19	No	2002/11
Gevensleben	22,800	11	No	ND
Giersleben-Strummendorf	11,250	15	No	1999
Glasewitz	18,000	6	No	ND
Glaubitz	18,700	22	No	2001/12
Glienicke	15,000	10	No	2003/11
Global Tech I	400,000	80	Yes	ND
Global Tech II	553,000	79	Yes	ND
Glövizin	22,150	14	No	1998
Gnannenweiler	16,800	9	No	2010
Goch	10,900	7	No	2009
Gode Wind 03	90,000	ND	Yes	ND
Gode Wind I	330,000	55	Yes	ND
Gode Wind II	252,000	42	Yes	ND
Gode Wind IV	252,000	42	Yes	ND
Goldewin	11,800	6	No	2001
Gollhofen-Rodheim	12,000	6	No	2011
Gollmitz	17,000	8	No	2009/07
Golzow	35,225	20	No	2000
Gommern	18,000	9	No	2008
Gosdorf	10,560	16	No	1995/06
Goslar	11,000	6	No	2004/09
Gramzow	19,800	11	No	2003
Gransee	18,000	9	No	2003
Grapzow	18,000	9	No	2004
Grebbin	9,500	7	No	1998
Greifenhain	20,000	10	No	2009
Greifenstein	20,000	10	No	2010/07
Gremersdorf	28,000	17	No	2004/10
Greußen	13,000	7	No	2004
Greven	14,500	15	No	2001
Grevenbroich	18,900	17	No	1998/06
Grimmen III	10,000	5	No	2009
Grodener Aussendeich	10,000	2	No	2006
Gronau	13,400	12	No	2006
Gross Ippener	10,000	5	No	ND
Groß Pinnow	34,000	17	No	2009/03
Groß Santersleben	23,700	18	No	2000/06
Groß Schacksdorf-Simmersdorf	16,000	8	No	2009

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Groß Schwiesow	12,000	6	No	2001
Groß Welle	40,600	20	No	2006
Großberndten	36,900	23	No	2003
Große Schanze	20,000	10	No	2012
Großefehn	40,900	25	No	2001
Großenehrich	22,000	11	No	2004
Großenkneten	34,900	30	No	ND
Großenwede	18,400	8	No	2011
Großenwiehe	15,000	11	No	1994/10
Großräschen-Woschkow	15,500	9	No	2005
Großvargula	24,000	16	No	2002/06
Grundoldendorf	33,000	20	No	ND
Grünberg	33,200	14	No	2009
Gröbitz-Naumburg	28,000	17	No	2002
Gröditz	10,000	5	No	2006
Gut Losten (e.disnatur)	11,500	5	No	2004/03
Güntersleben	12,000	6	No	2009/04
Günthersdorf	26,000	13	No	2005
Güssefeld	39,800	22	No	2002
Güsten	18,300	8	No	ND
Gägelow	14,400	8	No	2002
Gölenkamp	18,000	10	No	2001
Göllnitz-Finsterwalde	11,800	8	No	1999
Görike-Söllenthin	33,500	20	No	2003
Görlitz	46,100	25	No	2002
Görmin	17,780	17	No	1998
H2-20	400,000	80	Yes	ND
Habscheid	16,100	20	No	2010
Hademarschen-Steenfelde	22,400	7	No	ND
Hakenstedt	19,200	14	No	2001
Hakenstedt II	20,000	10	No	2006/12
Hakenstedt III	10,000	5	No	2008/03
Hakenstedt IV	24,000	12	No	2006/12
Halenbeck	45,200	30	No	2006/12
Halenbeck II	15,200	7	No	2009
Halenbeck-Rohlsdorf	14,000	14	No	2000
Halle	24,300	14	No	2007
Hallschlag	47,400	44	No	ND
Halsbach	11,000	ND	No	2000
Halsdorf	10,000	10	No	2000
Hamburg	46,620	55	No	1996/09
Hamersen	18,000	9	No	ND
Hamminkeln	17,500	12	No	2004
Handewitt	10,800	18	No	1996/12
Hangelberg	18,000	9	No	2003
Hanstedt	18,100	11	No	2003/03
Hanstedt-Wriedel	16,500	11	No	2001
Haren	30,600	17	No	2004
Harsleben	57,700	35	No	2001
Hartenfelserkopf	26,000	13	No	2006/05
Haselünne	31,300	17	No	1996

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Hasenkrug-Hardebek	27,600	12	No	2013
Haupersweiler	15,000	6	No	2010
Haverlah	18,000	14	No	ND
He dreiht II	195,000	39	Yes	ND
Heckelberg	12,600	9	No	2005/07
Hedendorf	9,900	6	No	2001
Hedeper	10,000	5	No	2009/02
Hedwigenkoog	26,250	19	No	1994/01
Heek	17,600	13	No	2006/02
Heideblick-Pitschen-Pickel	39,800	25	No	1998
Heiden	27,200	18	No	2006
Heilenbach	16,000	9	No	2006/12
Heiligengrabe	21,000	31	No	2001/07
Heimbach	12,300	10	No	2000/06
Heinerscheid	12,200	11	No	1998
Heinersdorf	20,000	14	No	2001
Helenenberg II	12,000	8	No	ND
Hellberge	50,100	27	No	ND
Hellenthal	16,800	17	No	2002/04
Helmstadt	12,500	5	No	2012
Helmstedt	34,000	17	No	ND
Hemme	22,260	30	No	ND
Hermannsburg I	13,500	7	No	2006
Heron	400,000	80	Yes	ND
Hetendorf	22,500	15	No	2003
Hetzdorf	13,800	6	No	2006
Heuchelheim	10,800	6	No	2004
Heynitz	20,250	11	No	2002
Hiddels	15,000	9	No	2000
Hilchenbach	10,000	5	No	2007
Hinte	18,900	15	No	1995
HO-BO	12,000	ND	No	ND
Hocheifel	11,000	11	No	1999/12
Hochfranken I	11,500	5	No	ND
Hochfranken II	15,000	5	No	ND
Hof Grabow	15,250	13	No	1999
Hohe Wuhne II	14,000	7	No	2007/07
Hohe Wuhne III	12,500	5	No	2011/02
Hohen Pritz	21,000	14	No	2001
Hohenahr	16,800	7	No	2012
Hohenberg-Krusemark	76,600	51	No	2001
Hohenfelde	21,500	13	No	2005
Hohengüstow	10,500	7	No	2003
Hohenseefeld	24,300	12	No	2002
Hohenwalde	12,000	6	No	2006
Holdenstedt	10,500	7	No	2006
Holleben	25,500	17	No	2004/12
Hollich	18,550	12	No	2001
Hollige	10,000	5	No	2012/12
Holtgast	10,275	15	No	1995/02
Holtriem	52,500	35	No	ND

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Holzhausen an der Haide	30,600	16	No	1997/11
Holßel	21,000	21	No	1999
Horizont I	325,000	65	Yes	ND
Horizont II	380,000	73	Yes	ND
Horizont III	355,000	71	Yes	ND
Hornstorf	11,700	3	No	2001
Horst	14,400	10	No	2005/12
HTOD 1	486,000	ND	Yes	ND
HTOD 2	510,000	ND	Yes	ND
HTOD 3	504,000	ND	Yes	ND
HTOD 4	570,000	ND	Yes	ND
HTOD 5	560,000	ND	Yes	ND
HTOD 6	384,000	ND	Yes	ND
Hude	32,700	16	No	2004
Huje	24,750	15	No	2000
Hungerberg	30,000	10	No	2014/03
Husum	9,650	5	No	1999
Hückelhoven	23,650	12	No	1996/06
Höfer	12,500	2	No	2004/12
Hörup	17,100	19	No	2004/06
Ihlewitz	24,700	19	No	1999
Ihlow	55,000	37	No	ND
Ilberstedt	22,500	8	No	2000
Illhorn	10,000	5	No	2002
Illmersdorf	12,000	6	No	2009
Ilshofen	9,500	5	No	ND
Innogy Nordsee 1 Phase 2	295,200	48	Yes	ND
Innogy Nordsee 1 Phase 3	369,000	60	Yes	ND
Iven	38,750	23	No	2008/01
Jabel	14,850	22	No	1999
Jacobsdorf	16,150	19	No	1998
Jacobsdorf-Sieversdorf	10,000	5	No	2007
Jade	11,050	6	No	2008
Jeetze	17,400	9	No	2002
Jegelieben	27,000	18	No	2004
Jever	15,200	9	No	2009
Jülicher Börde	10,500	7	No	2004
Jürgenshagen	11,800	8	No	2002
Jüterbog	16,000	8	No	2005
Jänickendorf	62,000	31	No	2006
Jännersdorf	62,000	31	No	2004/12
Jänschwalde	12,000	6	No	2004
Kaarst	12,000	6	No	2006/12
Kahnsdorf 2	20,000	8	No	2012
Kaikas	581,000	83	Yes	ND
Kaiser-Wilhelm-Koog	21,400	24	No	1994/10
Kaisersesch	21,100	9	No	2009
Kalbe	22,950	27	No	2001
Kalkar	20,000	20	No	ND
Kall	10,000	5	No	2009
Kamenz	12,000	8	No	2001

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Kantow	23,000	14	No	2003/12
Karstädt	20,000	10	No	2007/12
Karstädt-Blüthen I	26,000	20	No	2001
Karstädt-Blüthen II	15,600	12	No	2002
Kasel-Golzig	10,000	5	No	2011
KASKASI	320,000	40	Yes	ND
KASKASI II	170,000	34	Yes	ND
Kassieck-Lindstedt	32,000	16	No	ND
Kastorf	15,000	5	No	2013/12
Kattrepel	23,400	9	No	1997
Katzenberg	23,800	28	No	2004
Kauxdorf	15,500	9	No	2005
Kemberg	15,000	10	No	2005
Kemberg II	10,000	5	No	ND
Kemnitz	21,600	12	No	2001
Kerken	9,600	11	No	2009/02
Kesdorf	13,300	14	No	1995/08
Kesfeld	33,100	1	No	1999/11
Ketzin	24,500	14	No	2000
Ketzin II	24,000	12	No	2009
Keyenberg	11,700	9	No	2001
Kirchengel	30,250	22	No	1998
Kirchhain	12,000	5	No	2013
Kirchheilingen	20,300	11	No	2004/12
Kirchlinteln	9,750	9	No	2004
Kirchwistedt	48,600	32	No	2005
Kirf	17,500	5	No	2007
Kisselbach	30,400	14	No	2006
Kittlitz	26,000	13	No	2006/12
Kius	16,000	ND	No	2009/03
Kladrum	23,000	24	No	1998/06
Klanxbüll	10,200	3	No	2011/03
Kleeste	15,900	11	No	2003
Klein Bennebek	11,600	6	No	2000
Klein Bünzow	32,300	17	No	2008
Klein Mutz	18,000	12	No	2012
Klein Rodensleben	11,900	7	No	2000/05
Klein-Mutz	10,000	8	No	2004
Kleinbrembach	16,000	8	No	2006
Kleinpaschleben	18,000	12	No	2002
Kleisthöhe	36,100	15	No	2006
Klettwitz	68,980	57	No	ND
Kletzin	13,800	23	No	ND
Klingenberg	16,100	7	No	2007/03
Klixbüll	9,900	5	No	2007
Klockow	23,550	14	No	2001/07
Kloster Wulfshagen	20,000	10	No	2005
Klosterfelde	10,800	6	No	2002
Klosterkumbd	20,400	6	No	2011
Klostermoor	12,000	8	No	1999
Kodersdorf	32,700	19	No	2003

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Korschenbroich	15,500	9	No	2005
Koßdorf I	16,500	11	No	2003/12
Krackow-Glasow	48,000	16	No	ND
Krauschwitz/Teuchern	23,000	15	No	2001
Kreiensen	9,700	11	No	1998/05
Krempdorf	28,350	15	No	2003
Krempel I	14,300	11	No	1999
Krevese	35,000	19	No	2002
Kribbe	17,400	12	No	2005/01
Kribbe II	10,000	5	No	2005
Kronprinzenkoog	50,840	55	No	1997/03
Kronsberge	10,200	12	No	2008
Kruge-Gersdorf	12,000	6	No	2009
Krummbek	10,800	6	No	2004/09
Krummensee	13,500	9	No	2002
Krummhörn	123,425	124	No	ND
Krusemark	12,000	8	No	2005/03
Kröpelin	10,800	12	No	2009/12
Kublank	11,500	5	No	2012
Kuhbier	16,000	12	No	2000
Kuhlrade	20,825	12	No	2000
Kuhsdorf	9,900	8	No	2002
Kutenholz	28,800	16	No	2004
Kyritz	16,000	16	No	2001
Kyritz-Holzhausen	10,000	5	No	2006
Kölleda	10,000	5	No	2005
Königheim	14,750	16	No	2000
Könnern	20,400	9	No	2003
Könnern II	23,000	10	No	2003/11
Körbelitz	90,200	51	No	2001
Köthen	34,000	17	No	2005
Kötzlin-Barenthin I	12,600	7	No	ND
Kötzlin-Barenthin II	18,000	10	No	ND
Laar	28,500	ND	No	2000
Lachendorf	14,250	8	No	2002/11
Laer	25,500	ND	No	2004
Lahn	14,000	7	No	2000
Lahstedt	15,600	5	No	2006/02
Lamsborn-Martinshöhe	20,000	10	No	2007/12
Lamstedt	24,500	11	No	2009
Landscheide	15,000	10	No	2001
Langehorn	13,600	4	No	2011/10
Langen	89,300	22	No	2001
Langendorf/Meuselwitz	18,000	ND	No	2001
Langenhorn	15,650	12	No	1992/02
Langenrieth	20,000	10	No	ND
Langenzenn	15,000	5	No	ND
Langwedel	20,300	10	No	1998
Lebus-Wulkow b. Booßen	10,000	5	No	2007
Leddin	10,000	5	No	ND
Leer	14,700	ND	No	2002/07

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Legden	11,500	2	No	2002/09
Lehrte	19,500	11	No	2007
Leipzig	11,400	5	No	1996
Lemförde	18,000	10	No	2004
Lemgow	16,000	8	No	2009
Lengede	14,400	ND	No	2002/06
Lengerich	20,400	11	No	2003
Letschin	12,120	10	No	2000
Lichtenau	79,320	36	No	ND
Lichtenberg	12,000	ND	No	2009
Liebenau	14,890	9	No	2004
Lieberose	10,500	6	No	2000
Lietzow	13,000	10	No	2001
Lindenberg	24,100	25	No	2009
Lingen	19,800	11	No	2003
Lingerhahn	10,000	5	No	2010
Linnau	11,200	7	No	2002
Listerfehrda	11,400	19	No	2000
Littdorf	10,500	7	No	2000
Lockstedt	20,000	10	No	2007
Lohe	10,000	5	No	ND
Lommatzsch	13,600	7	No	2009
Looft	9,900	6	No	2001/11
Lorup	26,200	16	No	ND
Loxstedt	9,950	11	No	2000/07
Ludwigsdorf	18,000	10	No	2004
Lübbenau	16,000	8	No	2010
Lübesse	10,500	7	No	2000
Lübke Koog	13,600	4	No	2013
Lüchow	43,100	24	No	2009
Lüdersdorf	26,400	20	No	2001/12
Lüdersdorf-Parstein	22,500	15	No	2003
Lünne	29,400	16	No	2002
Lütjenholm	10,200	3	No	2013
Lützlów	14,400	17	No	2003
Löbau	40,700	27	No	2000
Löberitz	21,550	15	No	2003
Magdala	10,000	ND	No	2005
Magdeburg	13,400	3	No	2000
Mahlwinkel Nord	32,000	16	No	2008
Mahndorf	23,500	11	No	2011
Malterhausen	34,600	33	No	ND
Mangelsdorf	13,000	10	No	ND
Mannhagen	44,000	22	No	2002
Mannhagenund Bälau	14,400	16	No	2001
Mannheim	10,000	ND	No	2009
Marienhafe	19,300	11	No	2000/09
Marienmünster	40,350	39	No	2002
Markee II - Etzin II	12,000	6	No	2005
Markee III	20,000	10	No	2007
Marklendorf	16,000	8	No	2009/02

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Marsberg	107,260	78	No	2005
Martfeld	20,400	13	No	2002
Masendorf	14,000	7	No	2007
Massbach	12,000	5	No	ND
Mastershausen	18,000	10	No	2007/06
Mechernich	16,500	18	No	2000/08
Medow	16,000	8	No	2006
Meerhof XI	18,150	11	No	2000/11
Meerwind Ost	144,000	40	Yes	2014/04
Meerwind Süd	144,000	40	Yes	2014/04
Meerwind West	805,000	161	Yes	ND
MEG Offshore I	400,000	80	Yes	ND
Mehringer Höhe	30,000	15	No	2005
Meinerzhagen	10,260	2	No	2003/03
Meisenheim	13,250	8	No	2001/11
Mellinghausen	11,500	5	No	2009/01
Meppen	27,699	18	No	ND
Merzenich	9,500	6	No	2009
Meschede	9,500	5	No	2005
Metelen	10,100	7	No	1995/03
Mettlach	20,500	9	No	2002/12
Meyenburg	14,400	8	No	2004
Meyn Ost	13,500	9	No	2001
Midlum	35,000	70	No	1999
Mieste	16,000	8	No	2002
Mildenberg/Badingen	12,000	6	No	2004
Milow	12,000	12	No	1999/07
Miltzow	14,000	7	No	2001/12
Mistorf-Groß Schwiesow No.1	18,000	9	No	2001
Mittelherwigsdorf	14,050	9	No	2000
Mittelort	10,600	6	No	2001
Mittelstenahe	20,000	10	No	2006
Mogilno I-VI	34,000	17	No	2009/10
Molau	11,000	5	No	2009
Molau-Leislau	26,400	16	No	2002
Molzchain	16,100	7	No	2006/11
Monschau	23,400	13	No	2003/10
Moorhusen	43,500	29	No	2001/05
Moorerland	34,400	19	No	2003
Morbach	28,000	14	No	2003
Mose	9,800	7	No	2001
Mücklingen	12,000	6	No	2003
Müggenburg	22,500	15	No	2001
Mühlanger	16,000	8	No	2007/12
Mühlberg/Elbe-Koßdorf	19,500	16	No	1999
Mühlberg/Elbe-Martinskirchen	14,000	7	No	2004
Müncheberg	10,100	6	No	2006
Märkisch-Linden-Kränzlin	30,000	20	No	2008/07
Märkische Heide-Groß Leine	16,000	8	No	2009
Möckern	27,000	9	No	2009
Möglenz	10,000	5	No	2006

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогенераторов	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Möhnesee	12,850	16	No	ND
Mönchengladbach	20,200	4	No	2002
Mörschied	24,000	8	No	ND
Möthlitz	10,000	5	No	ND
Nadrensee	32,900	16	No	2006
Nateln - LK Uelzen	12,000	8	No	2006
Nauen	57,900	41	No	2000
Nautilus I	480,000	80	Yes	ND
Nechlin	40,600	24	No	2001
Nemo	480,000	80	Yes	ND
Nemsdorf-Göhrendorf	14,400	8	No	2000
Nenndorf	19,400	13	No	2001
Neptune I	560,000	ND	Yes	ND
Neptune II	560,000	ND	Yes	ND
Neptune III	560,000	ND	Yes	ND
Neu Guthendorf	12,000	6	No	2001
Neu Kosenow	60,000	30	No	2012
Neu Zauche Nord II	16,500	11	No	2006
Neu Zittau	22,000	11	No	2009
Neubörger	9,600	9	No	2002/11
Neudersum	23,400	13	No	2002
Neuendorf-Kakerbeck	22,950	27	No	2000
Neuenfeld	35,600	20	No	1997
Neuenkirchen	33,250	22	No	2001
Neuenkirchen-Vörden	34,200	19	No	2002
Neuerkirch	18,400	8	No	2011
Neuharlingsiel	28,000	4	No	2014/04
Neukyhna-Zaasch	9,520	14	No	1998
Neukünkendorf	13,800	7	No	ND
Neurath	11,280	12	No	2007
Neustadt	83,960	84	No	ND
Neustadt (Dosse)-Plänitz-Leddin	10,000	5	No	2009
Neustadt a. Rügenberge	11,700	9	No	2000
Niebüll	15,400	8	No	2001
Niedere Börde	12,000	6	No	2006
Niedergoersdorf-Danna	20,000	10	No	2009
Niederhambach	17,000	5	No	2013
Niederkrüchten	22,100	12	No	2008
Niederlangen	60,000	40	No	2001
Niedernstöcken	15,000	5	No	2013
Nielebock	25,000	18	No	2002
Nielitz	10,000	5	No	2005
Niemegk-Haseloff	26,000	13	No	2004
Nienburg	29,100	19	No	2005/11
Norby	21,000	14	No	2001
Norby Owschlag	12,000	8	No	2001
Nord-Ost Passat I	360,000	60	Yes	ND
Nord-Ost Passat II	360,000	60	Yes	ND
Nord-Ost Passat III	480,000	80	Yes	ND
Norden	83,300	85	No	2003
Nordenham	12,850	9	No	1995/04

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Nordergründe	110,700	18	Yes	ND
Nordgermersleben	30,000	15	No	ND
Nordholz	18,120	33	No	2003
Nordhorn	29,200	16	No	2002
Nordleda	70,500	127	No	1998
Nordpassage	400,000	80	Yes	ND
Nordschwarzwald	36,000	18	No	2007
Nordsee One	332,100	ND	Yes	ND
Nordsee Ost	295,200	48	Yes	ND
Nordwalde	10,900	10	No	2002/11
Nordwestuckermark	44,100	45	No	2000
Norstedt	14,000	7	No	2003/05
Nortorf	17,550	11	No	2001/06
Nossen	25,770	19	No	2000
Notos	318,000	53	Yes	ND
Nowa-Niwa	12,000	6	No	2010
Nusbaum	12,000	16	No	1999/08
Nördlicher grund	384,000	64	Yes	ND
Nörvenich	14,900	14	No	2002/09
Ober-Flörsheim	12,000	ND	No	2002
Oberkochen	10,000	ND	No	2006
Oberthal	12,300	4	No	ND
Oberwesel III	13,600	4	No	2013
Obhausen	46,600	21	No	2001
Ochtrup	26,120	21	No	2002/03
Oederquart	41,100	30	No	2001
Oelerse	47,600	24	No	2005/10
Oelsig Süd III	16,000	8	No	2011
Oerel	10,000	11	No	2003/12
Ohlendorf	11,500	5	No	2009
Ohne	10,500	7	No	2001/12
Okeler Bruch	11,500	5	No	ND
Oldendorf	27,600	25	No	2002/12
Oldenswort	12,000	6	No	2001/11
Olderup	13,450	7	No	2002
Olpe	11,300	7	No	2001
Oschatz-schöllau	10,000	5	No	2004
Oschersleben	22,800	13	No	2001
Ostbevern	22,800	21	No	2008
Oster Ohrstedt	16,200	9	No	2002
Osterbruch	17,000	14	No	2009
Osterburg	37,500	20	No	2002
Ostercappeln	18,000	12	No	2003
Osterfeld	12,500	8	No	1997
Osterrade	11,550	7	No	2001
Ostingersleben	22,400	14	No	2002
Ostrhauderfehn	35,400	25	No	2001
Ostseeperle	245,000	35	Yes	ND
Ostseeschatz	225,000	45	Yes	ND
Ottersberg	12,450	11	No	1994
Ovelgönne	25,500	14	No	2004

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
OWP West	400,000	80	Yes	ND
Oyten	10,490	11	No	2002/09
Padenstedt	12,000	6	No	2005
Paderborn	41,785	43	No	ND
Padingbüttel	13,920	28	No	2001
Panschow	12,300	6	No	2011
Parchim	24,800	9	No	2009
Pegau	11,500	6	No	2011
Peine	16,650	3	No	2008
Peitz-Drehnower Vorstadt	10,500	7	No	2005
Perl	21,525	7	No	ND
Perleberg	19,800	11	No	2002/12
Petersdorf	14,000	7	No	2006
Petershagen	13,600	17	No	1992
Petrel	400,000	80	Yes	ND
Pfaffroda	43,350	30	No	1995
Pillenbruch	9,500	8	No	2001/12
Pinnow	45,700	19	No	2009
Pirow	20,100	12	No	1995
Plattenburg-Krampfer	10,200	12	No	2008
Plauerhagen	19,500	15	No	1996
Plossig	17,000	6	No	2001
PNE Atlantis I	520,000	ND	Yes	ND
PNE Atlantis II	520,000	ND	Yes	ND
PNE Atlantis III	520,000	ND	Yes	ND
Podelzig-Lebus I	18,200	14	No	2002/12
Polch	10,250	5	No	2012
Poley	11,600	2	No	2003/04
Poppendorf	11,800	4	No	2006
Postlow	11,600	7	No	1999
Premslin	30,250	18	No	2004/03
Prenzlau	11,500	6	No	2000
Presen	39,100	17	No	2007
Prettin 3	10,000	5	No	2006
Prignitz	26,300	18	No	2005
Prinzhöfte	12,000	6	No	2005
Prittitz	27,000	17	No	2002
Pritzwalk	19,800	11	No	2003
Prowind I	389,000	63	Yes	ND
Prowind II	389,000	ND	Yes	ND
Prowind III	389,000	ND	Yes	ND
Prüm	12,000	6	No	2007
Prützke	27,000	18	No	2002
Prützke II	10,500	7	No	2003
Pröttlin	42,000	21	No	2007/08
Prötzel	14,000	7	No	ND
Puls	16,500	10	No	1999/11
Puschwitz	20,000	10	No	2001
Putlitz Süd	10,000	5	No	2004/10
Päpsen	12,000	6	No	2007
Quarnstedt-Störkathen I	14,300	11	No	2001/11

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Quarnstedt-Störkathen II	10,000	5	No	2011/06
Queis	12,600	7	No	2003
Quendorf	9,600	3	No	2013
Quenstedt	20,640	16	No	2000/04
Quitow	88,400	52	No	2002
Rakow	27,450	30	No	ND
Randowhöhe	67,200	39	No	2004
Rantrum	9,900	6	No	1998/12
Rastenberg	39,400	21	No	1997
Rauschwitz	26,600	17	No	2002
Ravensberg/Krempin	15,600	12	No	2000
Rayerschied	17,000	5	No	2012
Redekin	16,000	8	No	2009
Rehburg-Loccum	13,800	9	No	2002/10
Rehfeld	10,500	7	No	ND
Reichenbach	12,500	8	No	1999
Reichenbach-Steegen	14,000	7	No	2002
Remlingen	38,600	18	No	2006/07
Renkenberge	50,000	33	No	1998
Retier	11,500	5	No	ND
Retzstadt	13,200	8	No	2001/10
Reußen	12,600	7	No	2003
Reußenköge	137,810	69	No	2003/08
Rhede	42,600	25	No	2002
Rheine	11,500	6	No	2002/07
Rheinland	25,500	17	No	2003
Rheurdt	10,800	10	No	2002
Riegenroth	16,000	5	No	2013
Riethnordhausen	10,000	5	No	2007
Riffgat	108,000	30	Yes	ND
Ringstedt	15,600	12	No	2007/03
Rochau	26,000	13	No	2006
Rodeberg	44,200	30	No	1998
Roge	14,400	8	No	2000
Roitzsch/Bitterfeld	12,400	9	No	1999
Rollwitz I	17,600	12	No	1999/08
Rosendahl	13,900	10	No	2007
Rosenthal	28,000	16	No	2003
Rositz	13,500	9	No	2002/12
Rossau	24,480	15	No	1998
Rotenburg	50,400	24	No	2009/02
Roth	36,770	24	No	1996/06
Rothensee	15,000	2	No	ND
Rottelsdorf	16,500	11	No	1999
Ruhlkirchen	9,600	4	No	2013/11
Rukieten	28,000	10	No	2004
Ruschwedel	11,550	7	No	2001
Rüthen	29,800	49	No	ND
Rüting	22,700	15	No	2003
Saerbeck	14,850	8	No	2003
Sallgast	28,000	14	No	2004

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогенераторов	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Salzgitter	68,000	36	No	2001
Sandbank Extension	240,000	40	Yes	ND
Sandbank Offshore	288,000	72	Yes	ND
Sande	23,800	18	No	1999
Sarmersbach	10,000	5	No	2004
Sarstedt	23,400	14	No	2000/09
Sassenberg	40,000	25	No	2010
Saterland	40,000	25	No	ND
Saubusch	21,000	14	No	2000
Sauingen	15,000	11	No	2001
Schacht Konrad	33,900	22	No	ND
Schackensleben	18,500	11	No	2006/12
Schafflund	16,200	11	No	2005/10
Scharrel	78,500	29	No	2000
Scheibe-Trattendorf	16,000	8	No	2004
Schenkendöbern	12,000	8	No	2009
Schermer SüdOst II	16,000	8	No	2007/08
Schiffdorf	14,000	7	No	ND
Schinne	54,000	27	No	2007
Schipkau-Klettwitz	36,300	22	No	1999
Schkortleben	27,600	12	No	2006/12
Schlagsdorf	25,500	12	No	2000/09
Schleiden	26,625	20	No	2002
Schlieben-Wehrhain	16,000	8	No	2009
Schliekum	14,400	8	No	2004/10
Schloßvippach	12,000	8	No	1999
Schlüchtern	31,000	23	No	2001
Schmarloh	34,000	17	No	2010
Schnellin	20,000	10	No	2002
Schoeppinger Berg	25,200	14	No	2010/07
Scholen	39,100	22	No	2004/08
Schonwalde	22,000	ND	No	2007
Schortens	15,400	26	No	2003/07
Schortewitz	21,000	10	No	2004
Schuby	24,200	21	No	2001
Schulenburg	22,000	11	No	2010
Schwaförden	32,000	16	No	2005/06
Schwanewede	15,100	10	No	2001
Schwanfeld	12,000	5	No	2013
Schwarme	13,000	8	No	2000/01
Schwedt	19,500	13	No	2001/12
Schweringhausen	16,000	8	No	2006
Schwerz	14,500	7	No	2003
Schwesing	11,000	10	No	2001
Schwicheldt	10,100	8	No	2001
Schwienau II	10,000	5	No	ND
Schwochel	9,950	7	No	2002
Schäcksdorf I	10,000	5	No	2006
Schönfeld	28,000	14	No	2010
Schönhagen	20,000	10	No	2004/10
Schöningen	16,000	8	No	2005

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Schönwalde SüdOst III	22,000	11	No	2007
Schöppenstedt	13,000	7	No	2000
Schöppingen	44,400	32	No	1995/11
Schöppinger Berg	25,200	14	No	2001
Seagull	400,000	80	Yes	ND
SeaStorm I	560,000	80	Yes	ND
SeaStorm II	420,000	60	Yes	ND
SeaWind I	350,000	25	Yes	ND
SeaWind III	399,000	57	Yes	ND
SeaWind IV	490,000	70	Yes	ND
Seehausen	14,900	7	No	2011
Seelow	40,400	26	No	2002/11
Seewind	150,000	25	Yes	ND
Sehnde	44,500	27	No	1997
Seidenbrünzow	15,300	10	No	2000
Selm	11,000	6	No	2006
Selmsdorf-Sülsdorf	18,300	9	No	2007
Sembten	12,000	8	No	2002/07
Sendenhorst	26,800	15	No	2006/08
Siedenburg	10,000	5	No	2007/12
Siersleben	14,000	7	No	2009/07
Siestedt	26,000	13	No	2002/03
Sievern	10,000	10	No	ND
Sillerup	55,970	52	No	2002
Silmersdorf	22,500	15	No	2005
Simmerath	26,600	14	No	2002
Simmern	22,000	11	No	2007
Sitten	12,500	8	No	1999
Sitten Nord	10,500	7	No	1999
Skua	400,000	80	Yes	ND
Soest	40,300	30	No	ND
Sohren	17,500	12	No	2002/07
Soltau-Harmelingen	11,700	9	No	2005
Sonnenberg	80,500	45	No	2005
Sornzig-Ablaß	18,000	12	No	1999
Sotterhausen	10,000	5	No	2010
Spessart	13,500	9	No	2002
Spitzer Berg	15,600	12	No	2001
Spreetal	18,000	9	No	2002
Spremberg	22,500	9	No	2009
Springe-Bennigsen	16,150	8	No	2009
St Michaelisdonn	24,400	11	No	1998/07
Stadland	22,500	21	No	ND
Stadtlohn	12,000	6	No	ND
Staebelow	26,400	12	No	ND
Stammbach	14,100	6	No	ND
Stavenhagen	10,200	11	No	1996/12
Stedten	20,000	10	No	2007
Steenfelde	16,100	7	No	2013
Stegelitz	27,600	10	No	1996/12
Stendal	30,000	20	No	2001/06

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветрогурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Steyerberg	27,400	22	No	1998/12
Stocksdorf	18,200	10	No	2004/09
Stollhamm	18,400	8	No	2011
Straach	15,000	10	No	2006/12
Straelen	12,100	7	No	2001
Stribog I	560,000	ND	Yes	ND
Stribog II	560,000	ND	Yes	ND
Strom-Nord	270,000	45	Yes	ND
Strom-Süd	666,000	111	Yes	ND
Struckum	31,000	16	No	ND
Stüdenitz	40,000	26	No	2005
Störkathenquarnstedt	14,300	11	No	2001
Stößen	35,000	13	No	2010
Suderbruch	16,000	8	No	2011/12
Süderdeich	17,740	19	No	1999/02
Süderland	23,800	11	No	2008
Syke	22,400	16	No	2006
Sülzetal	111,400	59	No	2002
Söhlde	12,800	13	No	ND
Söllingen	34,500	15	No	2006
Sönnebüll	15,600	11	No	1997/06
Taben-Rodt	12,500	7	No	ND
Tanna	13,800	8	No	1998
Tannberg-Lindenhardt	12,000	4	No	2014
Tarnow	13,500	9	No	2000
Tempelfelde	42,600	25	No	1998
Tewel	28,000	14	No	2002
Thalfang	18,100	11	No	2005/09
Thedinghausen	36,170	24	No	ND
Thurland	18,600	9	No	2005
Thüle	14,000	7	No	2002/11
Tiefenbach	27,300	17	No	2001
Timmaspe	13,000	10	No	2001
Timpberg	26,000	13	No	2003
Titz II	12,300	6	No	2013
Titz-Nord	20,000	10	No	2012/02
Tonna	85,500	53	No	1999
Tornow	10,000	5	No	2009
Tostedt	10,500	6	No	2001
Transheide	30,000	12	No	2011
Trebbichau	13,000	10	No	2001
Trebbichau (Fuhne)	11,300	6	No	2004
Trebbin-Christinendorf	10,000	5	No	2009
Trebbin-Lüdersdorf	12,000	6	No	2009
Trebitz	10,000	5	No	2004
Trendelburg	14,640	24	No	ND
Trennewurth	14,210	9	No	ND
Trianel Windpark Borkum - phase 1	200,000	40	Yes	ND
Trianel Windpark Borkum - phase 2	200,000	40	Yes	ND
Triebischtal	9,750	8	No	2000
Trierweiler	9,800	6	No	2002

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Trinwillershagen	25,500	17	No	2003
Twist	39,600	22	No	2004
Twistringen	26,400	14	No	2009
Tüchen	19,800	11	No	ND
Uchtdorf	32,000	16	No	2008
Uckerland-Kleisthöhe	15,000	6	No	2010/03
Uckermark-Prenzlau	106,000	48	No	1993
Uebigau	25,500	16	No	2006
Uebigau-Wahrenbrück-Kauxdorf	17,500	10	No	2002
Uebigau-Wahrenbrück-Uebigau	25,500	16	No	2005
Uelitz	37,200	26	No	2005
Uelzen	10,500	6	No	2008
Uengershausen	11,000	5	No	2010/12
Uetze	53,100	39	No	2002
Ulrichstein/Wohnfeld	10,000	ND	No	2000/09
Unkenbach	13,200	6	No	1999/02
Unna	13,950	2	No	2009/11
Utarp	12,000	6	No	2009
Utgast	48,150	82	No	1996
Utgast II	13,200	22	No	1997
Uthlede/Lehnstedt	33,000	12	No	ND
Vadersdorf	55,200	24	No	2006
Varel I	13,600	4	No	2013
Veja Mate	400,000	80	Yes	ND
Verden	13,600	8	No	2005/12
Vetschau	19,200	10	No	2006
Vettweiss - Nörvenich	10,500	7	No	2002
Vierschau I	11,500	5	No	2011
Vineta	400,000	ND	Yes	ND
Vogelsberg I	16,500	11	No	2006
Vogelsberg III	32,200	14	No	2012
Voigtstedt	12,600	11	No	ND
Volkmarsdorf	20,300	13	No	ND
Vollstedt	29,800	15	No	ND
Voltlage-Höckel	10,500	7	No	2006
Vreden	12,270	9	No	2002
Völschow	14,400	11	No	2000
Wachtendonk	10,500	7	No	2005/10
Wagenfeld	25,000	13	No	ND
Wahlbach	9,600	3	No	2013
Waigandshain	18,750	15	No	1994/07
Waldfeucht-Obspringen	18,000	10	No	2004
Waldow	28,000	14	No	2002
Waltersdorf	14,000	7	No	2007
Waltersdorf/Wintersdorf	16,000	8	No	2003
Wangenheim-Hochheim	38,000	19	No	2006
Wangerland	45,575	81	No	2008/04
Wansleben	15,000	10	No	2002
Wappersdorf	9,600	3	No	2013
Warendorf	25,650	16	No	1998/01
Warstein	26,850	23	No	1992

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Wartberg	10,000	5	No	2006
Wasserleben	56,000	28	No	2004
Watzerath	26,000	13	No	2007
Wawern	14,000	7	No	2010
Weener	22,450	14	No	1998
Weenermoor	19,500	13	No	1999
Wehren	20,100	15	No	1998/06
Wehrhain	16,000	8	No	2009/03
Weikersheim-Neubronn	9,850	8	No	2002
Weilrod	16,800	7	No	ND
Weißandt-Gölzau	18,600	14	No	2003
Wellen	53,000	32	No	2002/06
Wellinghusen	3,200	5	No	2003
Wellumweg	2,000	1	No	2009
Welschbillig	45,000	28	No	ND
Welver	26,160	27	No	1998/10
Wennemannswisch	16,660	26	No	1999
Wennerstorf	10,400	8	No	2003
Werbach-Wenkheim	18,000	9	No	2007
Werbig	30,100	19	No	2007
Werder	50,300	51	No	ND
Werdum	20,000	4	No	ND
Wergzahna	10,600	5	No	2009
Werl	18,750	16	No	2003
Wernitz	32,000	16	No	2004/12
Wertheim	10,500	8	No	ND
Weserwind	12,000	6	No	2002
Westerberg	34,000	17	No	2009/02
Westeregeln	49,900	28	No	2001
Westerholz	49,500	33	No	1997/10
Westerstede	14,300	11	No	ND
Westoverledingen	9,600	16	No	1997/04
Westre	36,900	6	No	2009
Wetschen	18,000	6	No	2011
Wetscher Bruch	18,000	6	No	2012
Wettendorf-Bottendorf	20,000	8	No	2007/03
Wettringen	18,800	13	No	2003
Wetzdorf	21,000	14	No	2003/12
Wiemersdorf	32,800	16	No	2003
Wiesmoor	86,300	46	No	2010
Wikinger	350,000	70	Yes	ND
Wikinger Nord	40,000	8	Yes	ND
Wildeshausen	13,000	10	No	2001
Wilhelmshaven	34,010	20	No	1997
Wilhermsdorf	26,400	12	No	2010
Willebadessen	14,550	21	No	2000
Willenscharen-Brokstedt	22,850	15	No	1999/12
Willmersdorf	12,400	14	No	1998
Wilmersdorf	26,300	16	No	2010
Wilsickow	29,000	23	No	2000
Wilstedt	18,000	9	No	2008

Название ВЭС	Мощность, МВт	Количество ветротурбин	Морские ВЭС	Дата ввода год/месяц
Wimmelburg	13,300	8	No	1999
Windenergiefonds-Westküste	15,180	23	No	1999/07
Windkathedrale Hangen	10,200	3	No	2013
Windpark Westerwald (KEVAG)	15,000	ND	No	ND
Winkelsett	13,800	6	No	2006
Winnigstedt	10,000	5	No	2004/12
Winterspelt	12,000	6	No	ND
Wismar bei Strاسبург	18,000	11	No	2005/12
Witte Bank	826,000	118	Yes	ND
Wittmund	82,260	115	No	ND
Wittstedt	10,500	7	No	2000/12
Wittstock	26,450	23	No	2001/12
Wittstock-Biesen	500	1	No	1997
Woddow	26,000	13	No	2007
Wohnste	24,000	13	No	2002
Wolfen	24,400	13	No	2002
Wolfsmoor	44,000	22	No	2008
Wolgast	32,500	33	No	2004/12
Wollin	34,800	22	No	2003
Wollschow	16,000	8	No	2007
Woltersdorf	32,300	20	No	2002/07
Wormsdorf	18,000	9	No	2003
Woschkov	14,000	8	No	2006
Wremen	26,000	35	No	2003
Wriezener Höhe	26,000	13	No	2005
Wulfelade II	10,000	5	No	2009
Wulfen	40,500	27	No	2002/06
Wulfsdorf	23,100	14	No	2000/09
Wundersleben	20,200	15	No	2011
Wusterhausen	31,500	25	No	2000
Wutike	16,000	8	No	2009/12
Wybelsumer	70,000	43	No	ND
Würselen	12,700	7	No	2005
Wächtersbach (Sandstruth)	15,000	5	No	2013
Wöhrden	11,500	5	No	2009
Wölsickendorf	18,000	9	No	2009
Wörbzig	49,500	30	No	2003/03
Wörrstadt	10,000	5	No	ND
Zedtwitz	12,200	4	No	ND
Zeitz	9,900	8	No	2002
Zerbst	16,650	14	No	2005/12
Zernitz	14,400	8	No	2003
Zerre	10,000	5	No	2002
Zetel	10,100	7	No	2001/03
Zettingen I	11,500	5	No	2011
Zieger	11,500	5	No	2011
Zieko	9,850	10	No	1999/12
Zinndorf	14,850	9	No	2001/05
Zitz-Warchau	30,000	20	No	2003/10
Zodel I	12,000	8	No	2003/03
Zschöpel	10,250	5	No	2011
Züsedom	22,400	10	No	2007
Zölkow	28,250	15	No	2006
Zörbig	21,000	15	No	2003

Источник: www.thewindpower.net.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 3

1. *Бетц А.* Ветряные двигатели в свете современных исследований // Успехи физических наук. Т. X. Вып.2. 1930 г. / Перевод проф. *В. Шулейкин* (Оригинал: Naturwissenschaften, 18, NOV. 1927. Геттинген. Германия. Аэродинамический институт).
2. *Твайделл Дж., Уэйр А.* Возобновляемые источники энергии / Перевод с англ. Под ред. *В.А. Коробкова*. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 392 с. (Оригинал: John W. Twidell and Anthony D. Weir. Renewable Energy Resources, London: E and F.N. Spon, 1986).
3. *Шефтер Я.И.* Использование энергии ветра. — М. Энергоатомиздат, 1983. — 199 с.
4. *Сидоров В.В.* Ветроэнергетические установки и системы. — Внешторгиздат, 1990. — 167 с.
5. *Безруких П.П.* Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. — М., Колос, 2008. — 196 с.

Глава 4.

МАЛЫЕ ВЕТРОУСТАНОВКИ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

4.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАЛОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Что такое малая ветроэнергетика? Где границы между малыми ВЭУ и ВЭУ мегаваттного класса? Дискуссии на эту тему появились давно, и было признано совершенно необходимым определиться в этом понятии. Первоначально было предложено считать малыми ветротурбины мощностью от 40 Вт до 300 кВт. Другой подход к определению характеризовал ВЭУ через способность удовлетворять некоторые бытовые потребности. Например, телевизор с диагональю 40 дюймов потребляет примерно 200 Вт. При наличии аккумуляторной батареи и среднегодовой скорости ветра 5 м/с, и работе телевизора 4 ч в день, такую потребность может обеспечить ветроустановка мощностью 180 Вт.

Средняя американская семья потребляет в год 11 496 кВт·ч. Такое количество электроэнергии может производить ветротурбина мощностью 10 кВт, для европейской семьи достаточно ВЭУ мощностью 4 кВт, а китайской — 1 кВт.

Относительно того какие минимальные нужды может удовлетворить ветротурбина мощностью 100 кВт является предметом дискуссий.

Международный стандарт IEC 61400-2 определяет малыми ветротурбины с ометаемой поверхностью менее 200 м², что приблизительно соответствует мощности 50 кВт, и напряжением статора генератора до 1000 В переменного и 1500 В постоянного тока.

В настоящее время в мире каждая страна имеет собственное определение, что считать малой ВЭУ, определяя это понятие при изучении рынка, или в проектах законов по использованию ВЭУ, или в программах стимулирования использования энергии ветра.

В странах, с наибольшим использованием малых ВЭУ (Китай, США, Великобритания, Канада, Германия) к малым отнесены ВЭУ мощностью от 15 кВт до 100 кВт. К тому же в Великобритании разные организации (ветроэнергетическая ассоциация, ассоциация возобновляемой энергетики и организация по сертификации) относят к малым ВЭУ разной мощности. Дискуссия продолжается, но мировая ветроэнергетическая ассоциация (WWEA) предложила в 2012 г. определять статистические данные по малым ВЭУ, исходя из единичной мощности 100 кВт. Тем не менее, в приведенных ниже данных к малым отнесены ВЭУ по определению стран.

Назначение малых ВЭУ и комплексов с их участием — обеспечение автономных объектов разного народно-хозяйственного назначения бесперебойным электроснабжением:

- зарядка аккумуляторов, осветительные мачты;

- электропитание дач, малых сельскохозяйственных объектов, бензозаправочные станции, средства связи, базовые сотовые станции, объекты МЧС, воинские подразделения, РЛС пунктов технического наблюдения и т.д.,
- электропитание коттеджей, малых поселков и производств, сельскохозяйственные объекты, воинские объекты, маяки и др.

4.2. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО МАЛЫМ ВЭУ

4.2.1. Количество установленных малых ВЭУ в мире

На конец 2009 г. общее количество установленных малых ВЭУ составило 521 102 ВЭУ, около 60 000 из которых было установлено в этом году, стоимость составила 215 млн. долл. На конец 2010 г. общее количество установленных малых ВЭУ составило 656 084 ВЭУ. Прирост количества равен 26 %, а общая годовая выработка электроэнергии оценена в 282 ГВт·ч.

По основным сторонам картина по количеству установленных ВЭУ малой мощности выглядит следующим образом: Китай (450 000), США (144 000), Великобритания (21 610), Канада (11 000), Германия (10 000), Испания (7 200), Польша (7 000), Япония (2 054), Швеция (1 700), Южная Корея (1 700).

При этом REEEP (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership) оценивает, что примерно 250 000 из 450 000 в Китае выведены из эксплуатации, поскольку массовые их использования началось в начале 1980-х годов и малые ВЭУ проработали 15–20 лет.

4.2.2. Общая установленная мощность малых ВЭУ в мире

Общая установленная мощность малых ВЭУ достигла 443,3 МВт на конец 2010 г.

Статистика по установленной мощности по странам выглядит следующим образом: США (179 МВт), Китай (166 МВт), Великобритания (42,97 МВт), Германия (15 МВт), Канада (12,6 МВт), Испания (7,02 МВт), Польша (7,0 МВт), Япония (5,9 МВт), Италия (5,03 МВт), Швеция (1,7 МВт), Южная Корея (1,04 МВт).

Развитие рынка малых ВЭУ в США объясняется тем, что на разных уровнях Федеральным Правительством и Правительствами штатов введено около 30 различных видов мероприятий, поддерживающих политически и экономически развитие малой ветроэнергетики.

Средняя установленная мощность составила в Китае — 0,37 кВт, Великобритании — 2,0 кВт, США — 1,24 кВт.

Наблюдается тенденция увеличения количества малых ВЭУ, работающих параллельно с сетью в диапазоне мощностей от 10 до 100 кВт.

4.2.3. Производители малых ВЭУ

На конец 2011 г. в мире насчитывалось 330 производителей малых ветротурбин (13 из них в России) и еще около 300 фирм изготовляли комплектующие детали и материалы для малых ВЭУ.

Пять крупнейших стран-производителей малых ВЭУ: США (58), Китай (57), Германия (27), Канада (21), Великобритания (20) производят 50 % от общего числа.

Будущее рынка и судьба производителей малых ВЭУ зависит от большого количества факторов. Среди них:

- стоимость ветроустановок;
- законодательная поддержка и экономические стимулы;
- стоимость органического топлива;
- заинтересованность инвесторов;
- осведомленность заказчиков;
- сертификация и гарантия качества;
- процесс разрешения и управления;
- способы оценки ветропотенциала.

Финансовые, энергетические и ветроэнергетические эксперты предсказывают высокие темпы роста производства малых ВЭУ, если увеличится объем заказов.

В приложении 4.1(табл. 1–5) приведены данные о зарубежных и отечественных производителях малых ВЭУ. При этом некоторые данные приложения 4.1. видимо устарели, в том смысле, что многие производители поменялись. Однако технические характеристики ВЭУ представляют интерес, поскольку они дают возможность ориентироваться по многим показателям при разработке новых ВЭУ. Таблицы приложений 4.2–4.6 — это данные EWEA, которые охватывают более широкий круг производителей малых ВЭУ, перечни структурированы по мощности, содержат данные о конструкции и типах генераторов, но не содержат многих данных, имеющихся в таблицах приложения 4.1.

Так что, оба приложения дополняют друг друга.

4.3. К ВОПРОСУ О СТОИМОСТИ МАЛЫХ ВЭУ

Из перечисленных выше факторов стоимость ветроустановок существенно влияет на их распространение. В США удельная стоимость установленной мощности малых ВЭУ находится в пределах от 3 000 до 6 000 долл./кВт, а



Рис. 4.1. Удельная стоимость, как функция номинальной мощности



Рис. 4.2. Сравнение номинальной мощности и выбранной производителями номинальной скорости ветра

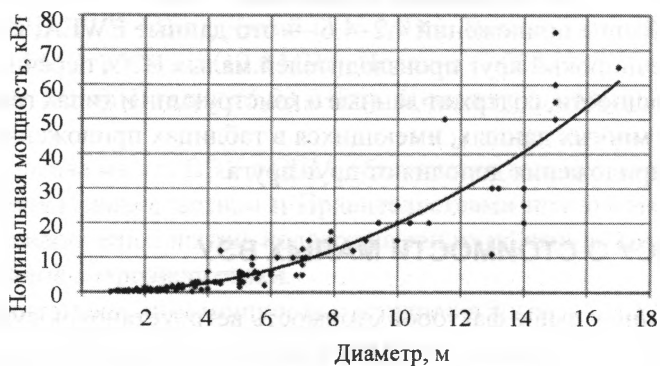


Рис. 4.3. Определяемая производителями номинальная мощность как функция диаметра ротора

цена на отпускаемую электроэнергию составляет приблизительно от 0,15 до 0,20 долл./кВт·ч. Поэтому включение малых ВЭУ в энергосистему возможно при наличии экономических стимулов. Тем не менее, например, в сельскохозяйственных районах Китая малые ВЭУ зачастую являются единственным источником электрической энергии. Тем более что в среднем удельная стоимость малых ВЭУ в Китае составляет порядка 1580 долл./кВт, т.е. более чем в три раза дешевле, чем в США. Этот факт отражает существенную разницу между развитыми и развивающимися странами в оценке труда при сооружении и эксплуатации ветроустановок. В среднем политика и экономические стимулы играют более значительную роль при подключении ветроустановок к энергосистеме, чем при автономном их функционировании. Это замечание полностью справедливо и для России.

Общее представление о зависимости удельной стоимости малых ВЭУ от номинальной мощности показано на рис. 4.1. Очень большой разброс по стоимости для ВЭУ в диапазоне 0–3 кВт отчасти объясняется тем, что для этих ВЭУ номинальная скорость ветра выбирается производителями в очень широком диапазоне от 5 до 14 м/с. Чем выше выбранная номинальная скорость ветра, тем больше мощность генератора, а при прочих разных условиях удельная стоимость существенно снижается. Сравнение принятой производителями номинальной мощности ВЭУ при различной скорости ветра приведено на рис. 4.2.

К аналогичному разбросу удельной стоимости ВЭУ приводит стремление производителей «увеличить» номинальную мощность за счет увеличения диаметра ветроколеса. Соответствующая зависимость представлена на рис. 4.3.

К слову сказать, что более объективную характеристику можно получить, сравнивая различные ветроустановки по годовой выработке электроэнергии, но для этого надо знать годовой ход скорости ветра и ее распределение по градациям. Или же, если есть возможность, поставить в одном месте «дорогую» и «дешевую» ветроустановки и сравнить годовую выработку электроэнергии на них.

4.4. МЕХАНИЗМЫ ПОДДЕРЖКИ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ, СЕРТИФИКАЦИЯ МАЛЫХ ВЭУ

Рынок малых ВЭУ получает растущее преимущество из-за тарифного стимулирования (feed-in tariffs — FITs). Свыше 50 стран мира используют FITs механизмы для стимулирования промышленности возобновляемой энергетики, преимущественно для ветроэнергетики и солнечной энергетики. Эффективно используется этот механизм в развитых странах, как показано в табл.4.1, FITs, налоговые скидки и субсидии капитальных вложений главные элементы

Тарифное стимулирование малых ВЭУ в странах мира

Страна/регион	Ограничение мощности	Другие ограничения	Срок действия, год	Тариф в разных валютах			
				евро/кВт	канадский доллар/кВт	доллар США/кВт	фунт стерлингов/кВт
				EUR/кВт	CAD/кВт	USD/кВт	GBP/кВт
Тайвань	1–10 кВт		Нет данных	0,182	0,250	0,243	0,155
Канада							
Онтарио	< 10 кВт	На зарубежные товары	20	0,098	0,135	0,131	0,085
Новая Шотландия	< 10 кВт	Менее 200 м ² ометаемой поверхности	20	0,364	0,499	0,485	0,314
Дания	< 25 кВт		20	0,081	0,111	0,108	0,070
Греция	< 50 кВт		20	0,250	0,343	0,333	0,215
Италия	< 200 кВт		15	0,220	0,302	0,293	0,189
Израиль	<15 кВт		20	0,250	0,343	0,333	0,215
	< 50 кВт		20	0,320	0,439	0,427	0,275
Португалия	< 3,68 кВт		15	0,432	0,593	0,576	0,371
Словения	< 50 кВт		15	0,095	0,130	0,127	0,082
Швейцария	< 10 кВт		20	0,244	0,335	0,325	0,210
Великобритания	< 1,5 кВт	Для сертифицированных в MCS	20	0,421	0,574	0,565	0,362
	1,5–15 кВт	Для сертифицированных в MCS	20	0,326	0,444	0,437	0,280
	15–100 кВт	Для сертифицированных в MCS	20	0,295	0,401	0,395	0,253
США							
Гавайи	< 100 кВт		20	0,103	0,142	0,138	0,088
Вермонт	< 15 кВт		20	0,157	0,215	0,209	0,134

MCS — Microgeneratoren Certification Schime — система сертификации микрогенераторов.

энергетической политики, способствующие развитию использования малых ВЭУ.

Существенную роль в развитии малой ветроэнергетики сыграла система стандартизации и сертификации. Международной электротехнической комиссией был принят стандарт IEC61400-2 (вторая редакция, 2006 г.).

В 2009 г. Американская, Канадская и Великобританская Ветроэнергетические ассоциации разработали стандарт «Small Wind Turbine Performance & Safety Standart», базирующийся на стандартах IEC 61400-2 (проектирование малых ветротурбин), IEC 61400-12-1 (исполнение) и IEC 61400-11 (акустика), который в дальнейшем был утвержден ассоциациями в качестве основы для сертификации малых ВЭУ Советом по сертификации малых ВЭУ (SWCC) и Организацией по сертификации микрогенераторов (MCS).

4.5. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ РЫНКА МАЛЫХ ВЭУ ДО 2020 Г.

Ожидается, что политическая поддержка приведет к умеренному увеличению установленной мощности малых ВЭУ. В долгосрочной перспективе развитию мировой малой ветроэнергетике будет способствовать повышение эффективности и снижение стоимости ВЭУ. Увеличение стоимости органического топлива, глобальное потепление климата и рост потребности в электроэнергии. Это три постоянно действующих фактора определяющие постоянный рост установленной мощности малых ВЭУ. Прогноз на базе мнения экспертов промышленности, темпов роста больших ветротурбин, беспрецедентный период роста мощности фотоэлектрических станций за последние десять лет показывают, что индустрия малой ветроэнергетики будет охвачена этими общими процессами. В период с 2001 по 2011 г. ежегодный прирост установленной мощности большой ветроэнергетики составлял 22 %, а фотоэнергетики — 39 %. Ожидается, что малая ветроэнергетика будет развиваться до 2020 г. с темпом, близким к темпу фотоэнергетики. Ожидается, что до 2015 г. ежегодный прирост установленной мощности составит 35 % и ввод мощности в 2015 г. будет равен 288 МВт. Далее по консервативным оценкам в период с 2015 г. по 2020 г. ежегодный прирост составит 20 % и в 2020 г. ввод мощности будет равен 750 МВт, а общая установленная мощность достигает 3817 МВт. Прогноз роста годового ввода и общей установленной мощности малых ВЭУ в мире представлен на рис.4.4 (см. цв. вкл.).

4.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МАЛЫХ ВЭУ

В гл.3 подробно рассмотрена общая классификация ветроустановок. В этом смысле малые ВЭУ мало чем отличаются. По *расположению оси* они различаются на ВЭУ с горизонтальной осью и вертикальной осью. Однако, если для больших ВЭУ с вертикальной осью их бесперспективность была доказана практикой, то та же практика подтвердила потребность и эффективность малых ВЭС с вертикальной осью обеих конструкций: с ротором Савониуса и ротором Даррье. Правда, еще не до всех изобретателей дошло, что предел мощности таких ВЭУ находится между 30 и 50 кВт. Следует отметить также появление так называемых парусных ВЭУ, в которых роль лопастей выполняют паруса, которые вращают ветроколесо, используя известную возможность движения парусного судна против ветра. Пока это единичные экземпляры, но ближайшее будущее покажет их перспективность.

По количеству лопастей малых ВЭУ те, которые изготавливаются серийно, имеют весьма широкий спектр от однолопастных до шестилопастных ВЭУ. При чем преобладают трехлопастные ВЭУ. Так из 101 типа ВЭУ, приведенно-

го в приложении 4.1. на трехлопастные ВЭУ приходится 67 ВЭУ и 12 ВЭУ — двухлопастных.

По названию основные элементы малых ВЭУ не очень отличаются от больших: ветроколесо, гондола, генератор, мачта. Однако есть существенные отличия по существу.

Очень малые ВЭУ (мощностью до 10 кВт), как правило, имеют генератор с постоянными магнитами переменного тока, который преобразуется в постоянный ток с помощью выпрямителя. В таких ВЭУ скорость вращения, а значит и частота на выходе генератора изменяется в широких пределах, они не содержат редукторов. Как правило, такие ВЭУ используются для зарядки аккумуляторов с подключением к нему электроприборов на постоянном токе, напряжением 12 или 24 В. Возможно использование автономного инвертора для питания нагрузки переменного тока, используются также генераторы постоянного тока с напряжением на выходе 12 или 24 В.

Для ориентации на ветер практически всех ВЭУ этого класса используются хвостовые флюгерные устройства. Во многих из них передача электроэнергии от генератора, расположенного вверху в гондоле, к выпрямителю, расположенного внизу, осуществляется кабелем через контактные кольца со щеточным аппаратом. Это позволяет гондоле вращаться вокруг вертикальной оси сколь угодно раз при изменении направления ветра. Однако контактные кольца являются довольно ненадежным элементом. Альтернативой этому решению является применение электрических или механических устройств, осуществляющих раскрутку кабеля при определенном количестве оборотов в одну сторону.

В ветроустановках мощностью 10 кВт и более используются асинхронные трехфазные генераторы переменного тока, генераторы с постоянными магнитами ветроустановки имеют механические регуляторы, обеспечивающие постоянство скорости вращения ветроколеса, а значит и частоты тока, на уровне требований для автономного энергоснабжения. Установки с такого рода ВЭУ могут также содержать дизельные или бензиновые генераторы, работающие при отсутствии ветра или, в случае, когда мощность ветра недостаточна для покрытия нагрузки. Однако параллельная работа ВЭУ и даже малых дизель-генераторов может обеспечиваться только специальной системой управления. Другой вариант комплектации установки, рекомендуемый для автономного энергоснабжения, представлен на рис. 4.5. Принцип этой системы состоит в том, что потребители нагрузки, не требующие строгого поддержания частоты, питаются непосредственно от ветрогенератора 1, поддерживающего напряжение и частоту с точностью $\pm 10\%$.

На рис. 4.5 потребители: измельчитель (сенорезка) 2, компрессор 3, нагреватель воздуха или воды 4, насос 5 не требуют качества энергии по ГОСТу. Потребители же, требующие поддержание частоты и напряжения с точностью

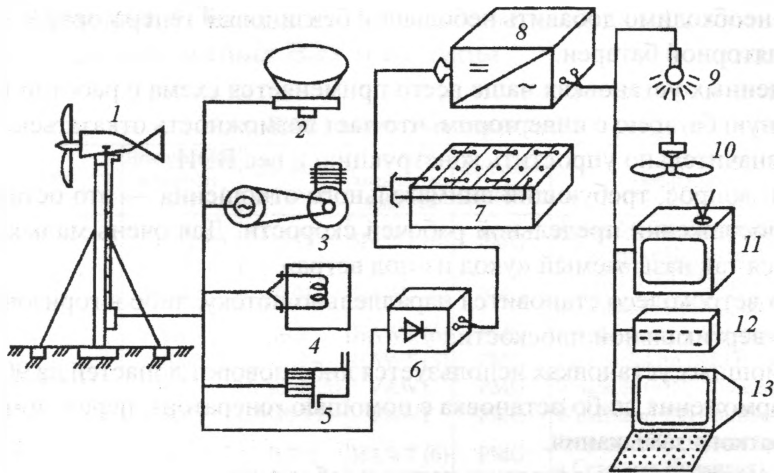


Рис. 4.5. Схема малой ветроэнергетической установки с потребителями:

2–5 — потребители, допускающие широкие пределы изменения напряжения ($\pm 20\%$) и частоты ($\pm 10\%$), работа которых может быть приурочена к наличию ветра, могут подключаться непосредственно к ветроустановке на напряжение 380 В переменного тока (трехфазного или однофазного);

9–13 — потребители, допускающие узкие пределы изменения напряжения ($\pm 5\%$) и частоты ($\pm 2\%$), работа которых приурочена к потребностям человека, могут подключаться к аккумуляторной батарее через инвертор.

Условные обозначения: 1 — ветроустановка, обеспечивающая поддержание напряжения в пределах $\pm 10\%$ от номинального 380 В, и частоты $\pm 10\%$ от номинального 50 Гц; 2 — соломорезка (измельчитель); 3 — компрессор; 4 — нагреватель воздуха или воды; 5 — насос; 6 — выпрямительно-зарядное устройство; 7 — аккумуляторная батарея; 8 — инвертор; 9 — электролампа; 10 — аэрокондиционер; 11 — телевизор; 12 — приемник; 13 — персональный компьютер

$\pm 0,2\%$ питаются от автономного инвертора, т.е. инвертора, задающего и поддерживающего частоту сети.

К устройствам этой части относятся: выпрямительно-зарядное устройство 6, аккумуляторная батарея 7, инвертор 8, на входе которого постоянный ток напряжением 12 или 24 В, а на выходе — переменный ток напряжением 380 В и частотой 50 Гц. В качестве «строгой» нагрузки, требующей поддержания частоты ($\pm 0,2\%$) и напряжения ($\pm 0,5\%$) на рис 4.5 указаны электрическое освещение 9, аэрокондиционер 10, телевизор 11, радиоприемник 12 и персональный компьютер 13.

Однако для стационарного питания и производственных нужд фермерского хозяйства электроэнергия нужна в определенное время, а не иногда, когда есть ветер. В определенной мере необходимое количество энергии может быть запасено в аккумуляторной батарее. В этом случае ее емкость должна быть рассчитана на обеспечение «обязательной» нагрузки в течение определенного времени. Однако приходится считаться с возможностью длительных затиший или слабых ветров. В таких условиях к указанному на рис. 4.5 комплексу обо-

рудования необходимо добавить небольшой бензиновый генератор для зарядки аккумуляторной батареи.

В современных установках чаще всего применяется схема с работой на аккумуляторную батарею с инвертором, что дает возможность отказаться от редуктора и значительно упростить конструкцию и вес ВЭИ.

Еще один вопрос, требующий внимательного отношения — это остановка ВЭУ при достижении предельной рабочей скорости. Для очень малых ВЭУ применяется так называемый «уход из-под ветра».

При этом ветроколесо становится параллельно потоку, либо в горизонтальной либо в вертикальной плоскости.

В более мощных установках используется либо поворот лопастей на 90° , т.е. в режим торможения, либо остановка с помощью генератора, переводом его в режим короткого замыкания.

Требуется внимательно отнестись также к работе «стояночного» тормоза, не позволяющего запуститься ветроустановке самопроизвольно.

В приложении 4.1 приведены данные по широкому спектру малых ветроустановок. Однако в нем отсутствуют сведения о некоторых широко используемых ветроустановках.

Эти сведения содержатся в приложении 4.2. (Китай), приложении 4.3 (Дания), приложении 4.4 (Канада), приложении 4.6 (Россия), приложении 4.5 (дополнение к разным странам).

Направления использования малых ВЭУ указано также в приложении 4.2.

Приложение 4.1.

Производители малых ВЭУ и их типы

Т а б л и ц а 1

ВЭУ мощностью менее 1 кВт

Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Тип ВЭУ/ количество лопастей	Тип генератора	Производитель (страна)
WG 503	0,025	0,51	HAWT (6)	PMG	Rutland (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
WG 910-3	0,090	0,91	HAWT (6)	PMG	Rutland (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
VT-60	0,12	0,9	HAWT (6)	PMG	Technoelektro (KRO) (Южная Корея)
VT-120	0,12	1,2	HAWT (5)	PMG	Technoelektro (KRO) (Южная Корея)
WS 0,15B/0,15C	0,12	0,30(×0,5)	VAWT	PMG	Windside (FIN) (Финляндия)
WS-0,30 A	0,12	0,30(×1)	VAWT	PMG	Windside (FIN) (Финляндия)
Pacific 100	0,1	0,928	HAWT (6)	PMG	Ampair (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Flip 100	0,1	1,2	HAWT (3)	PMG	S W Team (GER) (Германия)
Inclin 250	0,25	1,35	HAWT (2)	PMG	Bornay (SP) (Испания)
Twister 300 T	0,25	1,0(×1)	VAWT	PMG	Marc (GER) (Германия)
Pacific 300	0,3	1,2	HAWT (3)	PMG	Ampair (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Velter B	0,3	1,7	HAWT (3)	PMG	Solenersa (SP) (Испания)
Speedy Vertical	0,3	1,2(×0,8)	VAWT (3)	PMG	Ropatec (IT) (Италия)
FM 1803	0,34	1,8	HAWT (2)	PMG	Rutland (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Superwind 350	0,35	1,12	HAWT (3)	PMG	Superwind (GER) (Германия)
Air-X	0,4	1,14	HAWT (3)	PMG	Southwest (US) США
StealthGen D-400	0,4	1,10	HAWT (5)	PMG	Eclectric (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Aerocraft 502	0,5	2,4	HAWT (3)	PMG	Aerocraft (GER) (Германия)
Enflo Windtec	0,5	0,71	HAWT (5)	PMG	Enflo Windtec (SWI) (Швейцария)
Ampair Pacific	0,6	1,7	HAWT (3)	PMG	Ampair (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Inclin 600	0,6	2,0	HAWT (2)	PMG	Bornay (SP) (Испания)
Proven WT 600	0,6	2,55	HAWT (3)	PMG	Proven (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Velter D	0,7	2,2	HAWT (3)	PMG	Solenersa (SP) (Испания)
Aerocraft 752	0,75	2,4	HAWT (3)	PMG	Aerocraft (GER) (Германия)
Espada	0,8	2,2	HAWT (2)	PMG	Fortis (NED) (Нидерланды)
Aerocraft 1002 H	1,0	2,4	HAWT (3)	PMG	Aerocraft (GER) (Германия)
BWC Excell XL1	1,0	2,5	HAWT (3)	PMG	Bergey (US) (США)
Lakota	1,0	2,1	HAWT (3)	PMG	Aeromax (US) (США)
Whisper 100/200	0,9/1,0	2,1/3	HAWT (3)	PMG	Southwest (US) (США)
Airdolphin Z-1000	1,0	1,8	HAWT (3)	PMG	Zephyr (JAP) (Япония)
WS-1000	1,0	1,75	HAWT (3)	PMG	Windsave (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Twister 300 T	1,0	1,9(×1,9)	VAWT (3)	PMG	Marc (GER) (Германия)
WS-2AK/WS-2B	1,0	1,0(×2)	VAWT	PMG	Windside (FIN) (Финляндия)
Easy Vertical	1,0	1,8(×1,15)	VAWT (3)	PMG	Ropatec (IT) (Италия)

П р и м е ч а н и я. HAWT — ветротурбина с горизонтальной осью вращения; VAWT — ветротурбина с вертикальной осью вращения; PMG — генератор с постоянными магнитами.

ВЭУ мощностью от 1 до 7 кВт

Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Тип ВЭУ/ количество лопастей	Тип генератора	Производитель (страна)
WS-4A/4AK/4C	1,2	1,0(×4)	VAWT	PMG	Windside (FIN) (Финляндия)
Passaat	1,4	3,12	HAWT (3)	PMG	Fortis (NED) (Нидерланды)
Butterfly I	1,5	3	HAWT (3)	PMG	Energotech (GER) (Германия)
SG 280	1,5	2,88	HAWT (3)	PMG	Geiger (GER) (Германия)
Inclin 1500	1,5	2,86	HAWT (2)	PMG	Bornay (SP) (Испания)
Velter I	1,5	3,1	HAWT (3)	PMG	Solenersa (SP) (Испания)
Butterfly 1K	1,5	3,0	HAWT (3)	PMG	Energotech (GER) (Германия)
Skystream 3,7	1,8	3,72	HAWT (3)	PMG	Southwest (US) (США)
Antaris 2,5 KS	2,5	3/3,5	HAWT (3)	PMG	Heyde Windtechniks (GER) (Германия)
Pawicon-2500	2,5	3,5	HAWT (3)	PMG	Pawicon (GER) (Германия)
WT 2500	2,5	3,5	HAWT (3)	PMG	Proven (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Tulipo	2,5	5,0	HAWT (3)	Asynchro + convert	WES (NED) (Нидерланды)
ARE 110	2,5	3,6	HAWT (3)	PMG	Abundant RE (US) (США)
Turby 2,5	2,5	2(×2,65)	VAWT (3)	PMG	Turby (NED) (Нидерланды)
Inclin 3000	3,0	4,0	HAWT (2)	PMG	Bornay (SP) (Испания)
Westwind 3	3,0	3,7	HAWT (3)	PMG	GP GF Hill (AUS) (Австралия)
Simply Vertical	3,0		VAWT (3)	PMG	Ropatec (IT) (Италия)
Whisper H175	3,2	4,5	HAWT (2)	PMG	Southwest (US) (США)
Butterfly 3K	3,5	4,3	HAWT (3)	PMG	Energotech (GER) (Германия)
Vento 5	5,0	5,0	HAWT (3)	PMG	Windeco (US) (США)
ATS-1	5,0	5,4	HAWT (3)	PMG	Iskra (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Aerosmart 5	5,0	5,1	HAWT (3)	Asynchro + gear	SMA (GER) (Германия)
Montana	5,0	5,0	HAWT (3)	PMG	Fortis (NED) (Нидерланды)
Westwind 5	5,5	5,10	HAWT (3)	PMG	GP GF Hill (AUS) (Австралия)
SWT 6000 AC	6,0	6,0	HAWT (4)	Asynchro + gear	Conergy (GER) (Германия)
Inclin 6000	6,0	4,0	HAWT (3)	PMG	Bornay (SP) (Испания)
WT 6000	6,0	5,5	HAWT (3)	PMG	Proven (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Siroco	6,0	5,6	HAWT (2)	PMG	Eoltec (FRA) (Франция)
QR 5	6,0	3,1(×5)	VAWT	PMG	QR (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Maxi Vertical	6,0	4,7(×2,5)	VAWT (3)	PMG	Ropatec (IT) (Италия)
AV-7	6,5	12,8	HAWT (3)	PMG	Aventa (GER) (Германия)
Butterfly 6K	7,0	4,6	HAWT (3)	PMG	Energotech (GER) (Германия)

П р и м е ч а н и я. Asynchro + convert — асинхронный генератор с выпрямителем; Asynchro + gear — асинхронный генератор + редуктор.

ВЭУ мощностью от 7 до 50 кВт

Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Тип ВЭУ/ количество лопастей	Тип генератора	Производитель (страна)
SWT-7500	7,5	6,0	HAWT (4)	Asynchro + gear	Conergy (GER) (Германия)
BWC EXCEL-R	7,5/10	6,7	HAWT (3)	PMG	Bergey (US) (США)
WT 8000	8,0	5,4	HAWT (3)	PMG + gear	Webs (GER) (Германия)
Aeroturbine	9,0	8,0	HAWT (3)	Synchron + gear	Aeroturbine (GER) (Германия)
Aircon 10 S	9,8	7,1	HAWT (3)	PMG	Aircon (GER) (Германия)
Alize	10,0	7,0	HAWT (3)	PMG	Fortis (NED) (Нидерланды)
Enwia E0	10,0	9,0	HAWT (3)	Synchron + gear	Alex Giersh (POL) (Польша)
ARE 442	10,0	7,2	HAWT (3)	PMG	Abundant RE (US) (США)
Westwind 10	10,0	6,20	HAWT (3)	PMG	GP GF Hill (AUS) (Австралия)
Gaia Wind	11,0	13,0	HAWT (2)	Asynchro + gear	Gaia (DK) (Дания)
WT 15000	15,0	9,0	HAWT (3)	PMG	Proven (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Velter XV	15,0	7,2	HAWT (3)	PMG	Solenersa (SP) (Испания)
GEV 10/20	15/20	10	HAWT (2)	Asynchro + gear	Vergnet (FRA) (Франция)
Westwind 20	20,0	10,4	HAWT (3)	PMG	GP GF Hill (AUS) (Австралия)
Gazelle 20	20,0	11,0	HAWT (3)	Asynchro + gear	Gazelle (UK) (Великобритания и Северная Ирландия)
Jacobs 20	20,0	9,5	HAWT (3)	PMG	Jacobs (US) (США)
JIMP 20	20,0	8-10	HAWT (3)	PMG	Jonica Impiati (IT) (Италия)
Big Star Vertical	20,0	8,5(×4,3)	VAWT (5)	PMG	Ropatec (IT) (Италия)
WS-12	25,0	2,0(×6)	VAWT	PMG	Windside (FIN) (Финляндия)
Wind Runner	25,0	11,0	HAWT (3)	PMG	Eoltec (FRA) (Франция)
P14-30	30,0	14	HAWT (2)	PMG	Pitchwind (SWE) (Швеция)
Enwia E40	30,0		HAWT (3)	Synchron + gear	A Giersch (POL) (Польша)
FL30	30,0	13	HAWT (3)	Asynchro + gear	Furlaender (GER) (Германия)
Subaru 15/40	40,0	15	HAWT (3)	PMG	Subaru (JAP) (Япония)
WT 50	50,0	11,5	HAWT (3)	PMG + gear	Webs (GER) (Германия)
Vertikon H 50	50,0	12,0(×12,5)	VAWT (3)	PMG	MARC (GER) (Германия)
EW15	50,0	15	HAWT (3)	Asynchro + gear	Entegrity Wind (US) (США)

ВЭУ мощностью более 50 кВт

Тип ВЭУ	Номинальная мощность, кВт	Диаметр ротора, м	Тип ВЭУ/ количество лопастей	Тип генератора	Производитель (страна)
WT 50 SC	55,0	13,5	HAWT (3)	Asynchro + gear	Windtower (CZECH) (Чешская Республика)
WES 18	80,0	18,0	HAWT (2)	Asynchro + convert	WES (NED) (Нидерланды)
E-20	100	20	HAWT (3)	Synchronous multipole	Enercon (GER) (Германия)
V20	100	20	HAWT (2)	Asynchro + gear	Ventis (GER) (Германия)
FL 100	100	21	HAWT (3)	Asynchro + gear	Furlaender (GER) (Германия)
Enertech 100	100	Нет данных	HAWT (3)	Нет данных	Enertech (GER) (Германия)
Subaru 22/100	100	22	HAWT (3)	PMG	Fuji Heavy Industries(JAP) (Япония)
Northwind 100	100	19/20/21	HAWT (3)	PMG	DES (US) (США)

Примечания. Synchronous multipole — синхронный многополюсный генератор.

Ветроустановки ГРЦ-вертикаль (ЮУрГУ)

Параметр	ВЭУ-0,5	ВЭУ-1	ВЭУ-3	ВЭУ-30
Мощность номинальная, кВт	0,5	1	3	30
Скорость ветра номинальная, м/с	11	11	11	11
Тип ВЭУ	Вертикально-осевая*	Вертикально-осевая*	Вертикально-осевая*	Вертикально-осевая*
Стартовая скорость ветра, м/с	1	1,5	2	4
Номинальная скорость ветра, м/с	11	11	11	11
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25	25	45	45
Расчетная буревая скорость ветра, м/с	60	60	60	60
Диаметр ветроколеса, м	2	2	3,4	9,2
Общая высота ветроколеса, м	2,5	2,2	2,1	12
Количество лопастей	3 (1 ярус) или 4 (2 яруса)	4 лопасти + А.р.* ²	6 лопастей + А.р.* ² , 2 яруса	6 лопастей, 2 яруса
Материал лопастей	Усиленный стеклопластик	Усиленный стеклопластик	Усиленный стеклопластик* ³	Усиленный стеклопластик
Частота вращения ветроколеса номинальная	350	350	180	60

Параметр	ВЭУ-0,5	ВЭУ-1	ВЭУ-3	ВЭУ-30
Механизм управления частотой вращения и механизм торможения	Балласт	А.р.* ²	А.р.* ²	Балласт
Полная остановка	Нет	Нет	Ручной механический тормоз	Ручной механический тормоз
Тип генератора	Синхронный* ⁴	Синхронный* ⁴	Синхронный* ⁴	Асинхронный, с мультипликатором
Мощность генератора номинальная, кВт	0,5 + 50 %	1 + 30 %	3 + 30 %	30 + 20 %
Система регулирования мощности	MPPT* ⁵	MPPT* ⁵	MPPT* ⁵	Нет отслеживания характеристики
Выходное напряжение регулятора мощности, В пост. тока	24VDC	48VDC	48VDC	48VDC или 96VDC
Высота мачты, м	2–12	4–12	4–12	18–26
Диапазон рабочих температур (ветроколеса), °С	–40...+60	–40...+60	–40...+60	–40...+60
Шум в 50 м от ВЭУ на скорости ветра 8 м/с	55 дБ(А)	60 дБ(А)	45 дБ(А)	45 дБ(А)
Масса ветроколеса, кг	43	60	150	750
Масса мачты, кг	30–400	60–600	60–600	1500–2500
Срок службы, лет	15	20	30	30
Цена, руб. (Челябинск, РФ)	107000	205000	268000	1670000

* Работа основана на создании аэродинамической (подъемной) силы.

*² А.р. — аэродинамические регуляторы.

*³ Может быть также алюминиевый сплав, наноцирконийполикарбосилан или тонкая жесьть.

*⁴ На постоянных магнитах, без мультипликатора.

*⁵ MPPT — Maximum Power Point Tracking — отслеживание точки максимальной мощности.

Приложение 4.2. Ветроустановки китайского производства

Ветроустановки с горизонтальной осью китайского производства

Таблица 1

Мощность, Вт	200	300	600	1 000	2 000	3 000	5 000	10 000	20 000	30 000	50 000
Диаметр ветроколеса, м	2,2	2,6	2,8	3,2	4	5	6	8	11	12,5	18
Номинальная частота вращения, об./мин.	400	400	400	400	400	220	220	160	120	100	80
Номинальная скорость ветра, м/с	8	8	8	8	8	10	10	10	10	13	13
Номинальная мощность, Вт	200	300	600	1 000	2 000	3 000	5 000	10 000	20 000	30 000	50 000
Максимальная мощность, Вт	350	450	750	1 500	3 000	4 500	7 000	15 000	25 000	35 000	55 000
Напряжение, В	24	24	24	48	96	192	220	380	380	380	380
Стартовая скорость ветра, м/с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,5	3,5
Рабочая скорость, м/с	3-25	3-25	3-25	3-25	3-25	3-25	3-25	3-20	3-20	3,5-20	3,5-20
Буревая скорость, м/с	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Высота маятн. м	6	6	6	6	6	8	9	12	15	18	18
Топ. вес, кг	27	30	60	83	95	215	250	600	800	1 130	2 050
Параметры контроллера	24 В 40 А	24 В 40 А	24 В 40 А	48 В 60 А	96 В 60 А	220 В 60 А	220 В 60 А	380 В 120 А	380 В 120 А	380 В 120 А	380 В 120 А
Параметры инвертора	24 В DC	24 В DC	24 В DC	48 В DC	96 В DC	220 В DC	220 В DC	380 В DC	380 В DC	380 В DC	380 В DC
Тип Башни (мт)	60*3	60*3	75*4	75*4	89*4	133*5	159*5	Вес 1 500 кг	Вес 4 680 кг	Вес 4 680 кг	Диаметр 1,5 м
Аккумулятор, количество	12 В 100 А·ч, 2 шт	12 В 100 А·ч, 2 шт	12 В 150 А·ч, 2 шт	12 В 150 А·ч, 4 шт	12 В 100 А·ч, 8 шт	12 В 100 А·ч, 16 шт	12 В 100 А·ч, 18 шт	12 В 150 А·ч, 30 шт	12 В 200 А·ч, 30 шт	12 В 200 А·ч, 60 шт	12 В 200 А·ч, 120 шт
Обеспечивает электроэнергией	Освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Небольшое село, кондиционер, холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Небольшое село, кондиционер, холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Небольшое село, кондиционер, холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство	Небольшое село, кондиционер, холодильник, стиральные машины, водяные насосы, телевизор, освещение, электрический вентилятор, зарядное устройство

Таблица 2

Ветроустановки с вертикальной осью китайского производства

Модель-мощность	JFVC-300 Вт	JFVC-500 Вт	JFVC-1 кВт	JFVC-2 кВт	JFVC-3 кВт	JFVC-5 кВт	JFVC-10 кВт
Цена завода Китай (USD), без аккумуляторов	1250	1450	2500	3400	6550	9050	16550
Диаметр ветроколеса, м	2,0	2	2,5	2,5	3,5	3,2	4
Количество лопастей	5	7	5	7	7	9	7
Длина лопасти, мм	1120	1120	1650	1650	1830	1830	3600
Скорость вращения, об/мин	80	80	55	50	50	50	50
Номинальная скорость ветра, м/с	8	8	10	10	11	11	12
Стартовая скорость ветра, м/с	2	2	2,5	2,5	2,5	2,5	3,0
Диапазон рабочей скорости ветра, м/с	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	3–30	3–30
Буревая скорость ветра, м/с	40	40	40	40	40	40	40
Мощность, кВт	0,3	0,5	1	2	3	5	10
Максимальная мощность, кВт	0,35	0,55	1,5	2,5	3,5	6,0	11,0
Контроллер, В	12/24	24	24/48	48/96	220	220	380
Высота мачты, м	6	6	8	8	8	9	12
Аккумулятор, количество	12 В 100 А·ч, 2 шт	12 В 100 А·ч, 2 шт	12 В 100 А·ч, 4 шт	12 В 150 А·ч, 4 шт; 12 В 100 А·ч, 8 шт	12 В 100 А·ч, 18 шт	12 В 150 А·ч, 18 шт	12 В 200 А·ч, 30 шт

Таблица 3

Ветроустановки китайского производства с указанием цены

Модель	Мощность, Вт	Напряжение, В	Скорость ветра для запуска, м/с	Номинальная скорость, м/с	Масса, кг	Цена, долл.
Greatwall	600	12 В (или 24 В) DC	2,4	10	6,5	900
Greatwall S	600	12 В (или 24 В) DC	2,4	10	6,5	1 100
FD 500	500	24	3	8	53	1 606
FD 1000	1 000	48	3	9	51	2 270
FD 2000	2 000	96	3	11	55	4 600
FD 3000	3 000	240	3	12	396	10 800
FD 5000	5 000	280	3	12	379	15 340
FD 10000	10 000	280	3	11	449	22 750
FD 20000	20 000	420	3	12	1256	53 720

Приложение 4.3. Ветроустановки Дании

Таблица 1

Технические данные ВЭУ с горизонтальной осью вращения фирмы Aeolos Wind Turbine (Дания)

Тип ВЭУ	Aeolos – Н 500 Вт	Aeolos – Н 1000 Вт	Aeolos – Н 2000 Вт	Aeolos – Н 3000 Вт	Aeolos – Н 5000 Вт	Aeolos – Н 10 кВт	Aeolos – Н 20 кВт	Aeolos – Н 30 кВт	Aeolos – Н 50 кВт
Номинальная мощность, кВт	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	10	20	30	50
Максимальная мощность, кВт	0,6	1,2	3,0	4,0	6,0	13	25	35	54
Напряжение, В	24	48	96/200	120/220	216				
Количество и материал лопастей	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс	3 фибергласс
Диаметр ротора, м	2,7	3,2	4,0	4,8	6,4	8,0	10,0	12,5	18,0
Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	2,5	2,5	2,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Номинальная скорость ветра, м/с	12	12	12	12	10	10	10	10	10
Буревая скорость ветра, м/с	45	45	45	45	45	45	50	50	50
Генератор	3-х фазный с пост. магнит.	3-х фазный с пост. магнит.	3-х фазный с пост. магнит.	3-х фазный с пост. магнит.	3-х фазный с пост. магнит.	Безредуктор. с пост. магнит.	Безредуктор. с пост. магнит.	Безредуктор. с пост. магнит.	Безредуктор. с пост. магнит.
КПД генератора	0,96	0,96	> 0,96	> 0,96	> 0,96				
Вес ветротурбины, кг	28	60	125	138	380	420	960	1380	3120
Уровень шума, дБ(А) (α 5 м/с)	25	30	35	40	45	45	55	55	55
Диапазон температур, °С	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50
Срок службы, лет	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Гарантия, лет	5	5	5	5	5	5	5	5	5
						Системы безопасности: управление поворотом, электрический и гидротормоз	Системы безопасности: управление поворотом, электрический и гидротормоз	Системы безопасности: управление поворотом, электрический и гидротормоз	Системы безопасности: управление поворотом, электрический и гидротормоз

Технические данные ВЭУ с вертикальной осью вращения фирмы Aeolos Wind Turbine (Дания)

Тип ВЭУ	Aeolos - V 300 Вт	Aeolos - V 600 Вт	Aeolos - V 1000 Вт	Aeolos - V 3 кВт	Aeolos - V 5 кВт	Aeolos - V 10 кВт
Номинальная мощность, кВт	0,3	0,6	1,0	3,0	5,0	10,0
Максимальная мощность, кВт	0,4	0,8	1,5	3,6	6,0	12,0
Напряжение, В	24	48	48/110	120/220	220	300/380
Высота ротора, м	1,6	1,6	2,8	3,6	3,6	3,6
Диаметр ветроколеса, м	1,2	1,2	2,0	3,0	3,0	3,0
Стартовая скорость ветра, м/с	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Номинальная скорость ветра, м/с	10	10	10	10	10	10
Буревая скорость ветра, м/с	50	50	50	50	50	50
Генератор	С постоянными магнитами	С постоянными магнитами	С постоянными магнитами	С постоянными магнитами	С постоянными магнитами	С постоянными магнитами
КПД генератора	> 0,96	> 0,96	> 0,96	> 0,96	> 0,96	> 0,96
Вес ветротурбины, кг	10	18	28	45	78	78
Уровень шума, дБ(А)	< 45	< 45	< 45	< 45	< 45	< 45
Диапазон рабочих температур, °С	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50	-20 ÷ +50
Срок службы, лет	20	20	20	20	20	20
Гарантия, лет	5	5	5	5	5	5

Приложение 4.4.

Технические данные ВЭУ фирмы Re Driven Power Inc. (Канада)

Тип ВЭУ	Canada 1000 L	Canada 2000 L	Re Driven 5000	Re Driven 10000	Re Driven 20000
Номинальная мощность, Вт	1000	2000	5000	10000	20000
Номинальное напряжение, В	48	120	240	240	360
Диаметр ветроколеса, м	2,7	3,2	6,4	8,0	10
Стартовая скорость ветра, м/с	2	2	2	2	2
Номинальная скорость ветра, м/с	9	9	10	10	12
Предельная рабочая скорость ветра, м/с	16	16	25	25	45
Номинальная скорость вращения, об/мин	400	400	200	180	90
Материал лопасти	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик ПП	Стеклопластик
Количество лопастей	3	3	3	3	3
Высота мачты, м	6 — растяж. 9 — колонна	9	12	12	18
Диаметр мачты, мм	114	140	273	325	377
Емкость аккумулятора	12 В 200 А·ч, 4 шт.	12 В 200 А·ч, 10 шт.	12 В 200 А·ч	12 В 200 А·ч	12 В 200 А·ч

Приложение 4.5.

Ветрогенераторы малой мощности для индивидуальных домов разных стран

Самым маленьким из ветрогенераторов является тип G-60. При диаметре пятилопастного ротора 0,75 м и скорости ветра 3–10 м/с он вырабатывает мощность 60 Вт напряжением 12/24 В, при этом весит 9 кг. Такой «малыш» легко умещается для транспортировки в любую машину или лодку. Он служит для зарядки батарей, работы средств связи и освещения. Ниже приведены характеристики других зарубежных ветрогенераторов, которые могут применяться для электроснабжения отдельных домов и других объектов.

Все модели комплектуются мачтами решетчатой или телескопической конструкции, некоторые модели комплектуются 4-мя тросовыми растяжками с анкерами. Каждый ветрогенератор снабжен системой ориентации по ветру и защитой от ураганных порывов.

N п/п	Тип ветрогенератора	Фирма	Страна	Диаметр ротора, м	Мощность, Вт	Количество лопастей	Вес, кг
1	G-60	J.Bornay	Испания	0,75	60	5	9
2	Rutland503	Rutland	Англия	0,51	60	6	
3	Rutland503	Rutland	Англия	0,91	80	6	
4	Inclin 250	J.Bornay	Англия	1,35	250	2	32
5	MarlecFM 1803	Marlec	Англия	1,83	250	2	
6	Air Marine	Southwest Windpower	США	1,15	400	3	5,85
7	Air wind module	Southwest Windpower	США	1,15	400	3	5,85
8	Air industrial	Southwest Windpower	США	1,15	400	3	6,2
9	Inclin 600	J.Bornay	Испания	2	600	2	38
10	WT600	Proven	США	2,55	600	3	19
11	Inclin 1000	J.Bornay	Испания	2,86	1000	2	45
12	BWC XL.1	Bergey Windpower	Бельгия	2,5	1000	3	43
13	Whisper H-80	Southwest Windpower	США	3	1000	3	30
14	Whisper H-40	Southwest Windpower	США	2,1	1500	3	21
15	BWC 1500	Bergey Windpower	Бельгия	3	1500	3	168
16	Inclin 1500	J.Bornay	Испания	2,86	1500	2	42
17	WT600	Proven	США	3,5	2500	3	70
18	Inclin 3000	J.Bornay	Испания	4	3000	2	105
19	Whisper 175	Southwest Windpower	США	4,6	3200	2	450
20	WT600	Proven	США	5,5	6000	3	450
21	BK 12KW	Bergey	США	5,8	12000	3	450

Приложение 4.6.

Ветроустановки отечественного производства

Технико-экономические характеристики ВЭУ малой мощности отечественного производства

Изготовитель	СКБ АТИК	НПО Электросфера	Бриз Ветро-генераторы		ООО «Электроветер»				
			Муссон-Ф30	Зуйд 1,5	ВЭУ-1/2,6	ВЭУ-2/3,5	ВЭУ-3/7	ВЭУ-5/5	ВЭУ-10/7
Тип ВЭУ	ВЭУ 2000	Бриз-5000							
Мощность, кВт	2,0	5,0	30	1,5	1	2	3	5	10
Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	2,5	3,5	3,0	3	3	3	3	3
Номинальная скорость ветра, м/с	10	15	13	10	10	10	7,5	11	11
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	Н.д.	40	30	16	40	40	40	40	40
Буревая скорость ветра, м/с	45	50	40	40					
Тип ориентации	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер
Механизм ориентации	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Флюгер	Флюгер	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение
Диаметр ветроколеса, м	3,12	4,2	10,5	2,4	2,6	3,5	7,0	5,0	7,0
Количество лопастей	2	3	3	3	1	1	1	1	1
Материал лопастей	Углестклопластик эпоксидн.		Стеклопластик	Стеклопластик					
Частота вращения ветроколеса, об./мин	650		90 + 150	400 + 600					
Управление скоростью вращения	Центральный регулятор								
Тип генератора	С постоянными магнитами, 17 пар		Асинхронизированный	Асинхронизированный					
Мощность генератора, кВт	2,1		30	2,0					
Напряжение генератора, В	48	200–230	380						
Механизм торможения	Замыкание обмоток статора	Электрический тормоз	Вывод ветроколеса из-под ветра	Вывод ветроколеса из-под ветра					
Высота мачты, м	До 12		18	15–27	8	8	10	10	10
Диапазон рабочих температур, °С	-50 ÷ +60		-50 ÷ +60	-50 ÷ +60					
Назначенный срок службы, лет	10		20	20					
Вес ВЭУ без мачты, кг	45		1650	35	30	55	95	85	140
Общий вес, кг	160		3180	235					
Цена, 2012 г.					15	39	135	105	230
Цена комплекта, тыс. руб.					36	77–87	223	180	395
Приложение			Планет. редуктор, 6:1						

Изготовитель	Чистая энергия				Сапсан-энергия		Чистая энергия	
	РВ-2 «Тамаюн»	РВ-5 «Финаст»	РВ-7	РВ-12 «Фенико»	Сапсан- 1000	Сапсан- 5000	РВ-25	РВ-40
Тип ВЭУ								
Мощность, кВт	1,5	5,0	7,0	12,0	1,0	5,0	25,0	40
Стартовая скорость ветра, м/с	3,0	3,0	3,0	3,0	2,5		3,0	3,0
Номинальная скорость ветра, м/с	12	10	10	10	8,0	12	10	10
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	20	20	20	20			20	20
Буревая скорость ветра, м/с	40	40	40	40			40	40
Тип ориентации	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер
Механизм ориентации	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Механизм поворота	Механизм поворота
Диаметр ветроколеса, м	2,9	5,3	6,2	8,0	3,0	5,0	12	15
Количество лопастей	3	3	3	3	3	3	3	3
Материал лопастей	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик	Стеклопластик
Частота вращения ветроколеса, об./мин					450	450		
Управление скоростью вращения								
Тип генератора	Трехфазный с постоян. магнит.	Трехфазный с постоян. магнит.	Трехфазный с постоян. магнит.	Трехфазный с постоян. магнит.	На постоянных магнитах	На постоянных магнитах	Трехфазный с постоян. магнит.	Трехфазный с постоян. магнит.
Мощность генератора, кВт	2,0 (макс)	7,0 (макс)	9,0 (макс)	15,0 (макс)	2,0	6,0	30 (макс.)	45 (макс.)
Напряжение генератора, В					48–56	48–56		
Механизм торможения								
Высота мачты, м	8–12	10–20	10–20	10–20			18–25	18–25
Диапазон рабочих температур								
Назначенный срок службы, лет	20	20	20	20			20	20
Вес ВЭУ без мачты, кг	90	145	160	380	100	200	856	1200
Общий вес, кг								
Цена, 2012 г., тыс. руб. только ВЭУ	85	169	227	390	149	319	870	1650
Цена с комплектом дополнительных устройств, тыс. руб.	165	336	439	701			1586	2568

Продолжение табл.

Изготовитель	ЛМВ Ветроэнергетика						ООО «Стройинж сервис»	
Тип ВЭУ	ЛМВ-1003	ЛМВ-2500	ЛМВ-3000	ЛМВ-10000	ЛМВ-250	ЛМВ-500	Шексна-1	Шексна-2
Мощность, кВт	1,0	2,0	3,6	10,0	0,25	0,5	0,5	1,0
Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	2,0	4,0	3,1	3,0	2,5	3,0	3,0
Номинальная скорость ветра, м/с	7,0	12,0	12,0	12,0	8,0	10,0	8,0	8,0
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	30	30		30	30	30	30	30
Буревая скорость ветра, м/с	35	35	35	35	50	35	40	40
Тип ориентации	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер
Механизм ориентации	Пассивный с хвост. лопат.	Пассивный с хвост. лопат.	Пассивный с хвост. лопат.	Пассивный с хвост. лопат.	С хвостовой лопаткой	С хвостовой лопаткой	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение
Диаметр ветроколеса, м	3	5	5	7	1,7	3,0		
Количество лопастей	3	3	3	3	3	2		
Материал лопастей	Стеклоткань с эпоксидным компаундом	Стеклоткань с эпоксидным компаундом	Стеклоткань с эпоксидным компаундом	Стеклоткань с эпоксидным компаундом	Алюминиевый сплав	Стекловолоконно, эпоксидная смола		
Частота вращения ветроколеса, об./мин	320 (775)	350 (450)	430 (450)	280 (350)	650	500 (700)		
Управление скоростью вращения	Наклонный флюгер (хвост) на шарнире	Наклонный флюгер (хвост) на шарнире	Наклонный флюгер (хвост) на шарнире	Наклонный флюгер (хвост) на шарнире	Регулятор напряжения с выпрямителем	Регулятор напряжения с выпрямителем		
Тип генератора	Пост. магнит. 12 пар полюс.	Пост. магнит. 24 пар полюс.	Пост. магнит. 24 пар полюс.	Пост. магнит. 38 пар полюс.	Пост. магнит. 12 пар полюс.	Пост. магнит. 12 пар полюс.		
Мощность генератора, кВт	1,5 (макс)	2,7 (макс)	4,3 (макс)	10,0 (макс)			0,5	1,0
Напряжение генератора, В	12–120 пер.	24–120 пер.	24–120 пер.	120–220 пер.	12–24 пост.	12–24 пост.	48	48
Механизм торможения	Электрический тормоз (поворот на 90°)	Электрический тормоз (поворот на 90°)	Электрический тормоз (поворот на 90°)	Электрический тормоз (поворот на 90°)	Вывод из-под ветра + электр. тормоз	Вывод из-под ветра + электр. тормоз		
Высота мачты, м	6–18	12–40	12–40	12–40	6–8	8		
Диапазон рабочих температур								
Назначенный срок службы, лет								
Вес ВЭУ без мачты, кг								
Общий вес, кг								
Цена, 2012 г.								
Диапазон частоты тока генератора, Гц	0–75	0–67	0–67	0–70				
Регулирование мощности	Регулятор напряжения и выпрямитель	Регулятор напряжения и выпрямитель	Регулятор напряжения и выпрямитель	Регулятор напряжения и выпрямитель				

Продолжение табл.

Изготовитель	Инфра Дом	Инфра Дом	ООО ПТП «Лидер»	ООО ПТП «Лидер»	НИЦ «Виндэк»	НИЦ «Виндэк»	ООО СКБ «Спецремтекс»	ООО ПТП «ЛИДЕР»
Тип ВЭУ	ИТ-1000 WT/2.8	ИТ-2000 WT/3.2	WE 2	WE 4	ВЭУ 02	ВЭУ 05	ВЭУ1500	WE 7
Мощность, кВт	1,0	2,0	2,0	4,0	0,2	0,5	1,5	6,7
Стартовая скорость ветра, м/с	2,5	3,0	2,0	2,0	3,0	3,0	2,5	2,0
Номинальная скорость ветра, м/с	11	12	12	12	8,0	8,5	12	12
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	25	25			40	40	40	
Буревая скорость ветра, м/с	40	50					42	
Тип ориентации	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	На ветер	
Механизм ориентации	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовое оперение	Хвостовой руль	Хвостовой руль	Хвостовой руль	
Диаметр ветроколеса, м	2	3,2	3,4	3,9	1,6	1,6	3,12	4,8
Количество лопастей	3	3	3	3	1	1	2	3
Материал лопастей	Стекловолокно	Стекловолокно						
Частота вращения ветроколеса, об./мин	420	380	350	297	1500	650	600	260
Управление скоростью вращения					Центробежный регулятор	Центробежный регулятор	Центробежный регулятор	
Тип генератора	Трехфазный с пост. магнит.	Трехфазный с пост. магнит.	Трехфазный с пост. магнит.	Трехфазный с пост. магнит.	С пост. магнит.	С пост. магнит.	С пост. магнит.	Трехфазный с пост. магнит.
Мощность генератора, кВт	1,5 (макс)	2,5 (макс)	3,2 (макс)	6,4 (макс)	0,2	0,3	1,5	9,5 (макс)
Напряжение генератора, В	24 пост.	48 пост.	Частота 0–35 Гц	Частота 0–35 Гц	12 или 220	220	30 - 130	Частота 0–35 Гц
Механизм торможения			Электродинамический	Электродинамический				Электродинамический
Высота мачты, м	8	8	12	12	6,0	8,0	12	12
Диапазон рабочих температур, °С	-60 ÷ +60	-60 ÷ +60						
Назначенный срок службы, лет	15–20	15–20						
Вес ВЭУ без мачты, кг	70	80	54	132				165
Общий вес, кг								
Цена, 2012 г. ВЭУ, тыс. руб.	60	83						
Цена комплекта, тыс. руб.	145	199,7						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 4

1. EWEA. Small Wind World Report. 2012. (new energy husum).
2. IRENA Summary for Policy makers: Renewable Power Generation Costs. November 2012.
3. **Елистратов В.В., Кузнецов М.В., Лыков С.Е.** Ветроустановки. Автономные ветроустановки и комплексы. Учебное пособие. — С.-Пб.: Издательство Политехнического университета, 2008. — 100 с.

Глава 5.

ЭКОНОМИКА ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Как и во всякой другой отрасли энергетики основными экономическими показателями ветроэнергетики являются удельная стоимость установленной мощности (долл. США/кВт или евро/кВт) и стоимость электроэнергии от ВЭС (центы США/кВт·ч или центы евро/кВт·ч). В последних работах в оценке капитальных затрат используется также показатель удельной стоимости на единицу ометаемой поверхности. Здесь и далее все экономические оценки даются в европейской (евро) или мировой (долл. США) валютах, поскольку более или менее надежные стоимостные оценки в отечественной валюте отсутствуют.

Капитальные затраты включают в себя стоимость ветроустановки на заводе, затраты на транспортировку оборудования, строительные работы, работы и оборудование по присоединению к сетям энергосистемы, плата за землю и за банковский кредит.

Стоимость электроэнергии от ВЭС зависит прежде всего от объема вырабатываемой электроэнергии, который в свою очередь определяется в основном величиной среднегодовой скорости ветра, затрат на обслуживание и эксплуатацию, срока службы ветроустановки, ставки дисконтирования платы за кредит, а также от величины капитальных вложений (отчисления на амортизацию). Необходимо помнить, что стоимость электроэнергии от ВЭС является обобщающим экономическим показателем. Зачастую при больших капитальных вложениях стоимость, а точнее себестоимость производства электроэнергии (cost production), на ВЭС1 может оказаться ниже, чем при меньших капитальных вложениях на ВЭС2, потому что на ВЭС1 вырабатывается существенно больше электроэнергии из-за лучших ветровых условий.

Прежде всего следует отметить отрядный факт состоящий в том, что удельные капитальные затраты и себестоимость производства электроэнергии на ВЭС за последние 25 лет существенно снизились. Такой устойчивой тенденцией не может похвастать ни одна отрасль энергетики, и даже наоборот: в топливной энергетике из-за постоянного роста цен на топливо и повышения требований к вредным выбросам от тепловых электростанций имеется и прогнозируется устойчивый рост удельных капитальных вложений и себестоимости электроэнергии. Аналогичным образом повышаются эти показатели и на АЭС из-за ужесточения требований к их безопасности. Итак, как показано на рис 5.1 и 5.2, за 20 лет удельная стоимость строительства ВЭС снизилась с 4000 до 1000 долл./кВт, а себестоимость производства электроэнергии с 30 до 4 центов/кВт·ч.

В период с 2000 по 2003 г. наблюдалось дальнейшее снижение удельной стоимости ВЭС, а затем до 2008 г. происходит рост удельной стоимости в свя-

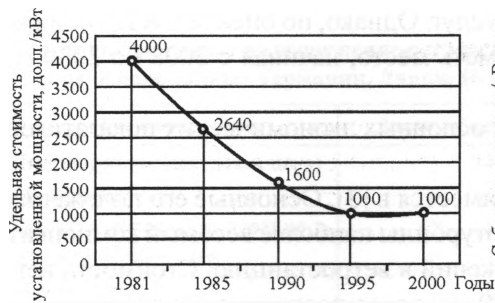


Рис. 5.1. Изменение удельной стоимости установленной мощности ВЭС с 1981 по 2000 гг. (Источник: EWEA)

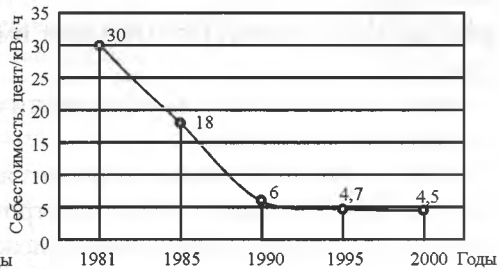


Рис. 5.2. Изменение себестоимости электроэнергии на ВЭС с 1981 по 2000 гг. (Источник: EWEA)

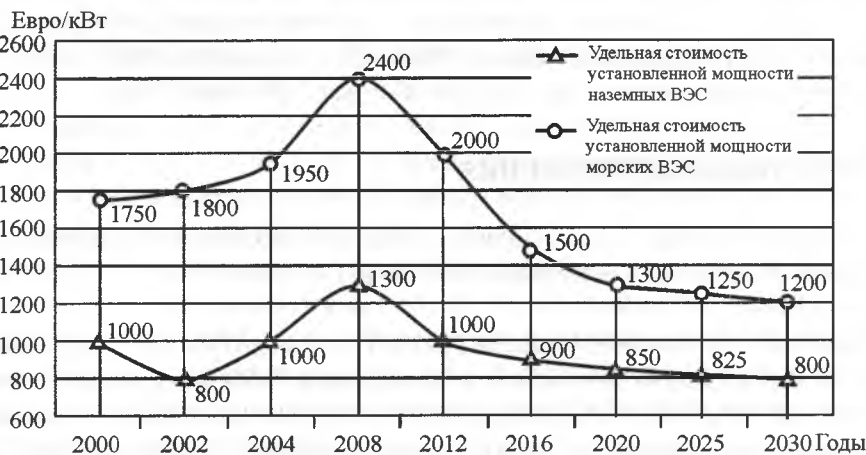


Рис. 5.3. Состояние и перспективы изменения удельной стоимости установленной мощности наземных и морских ВЭС (Источник: European Commission and EWEA)

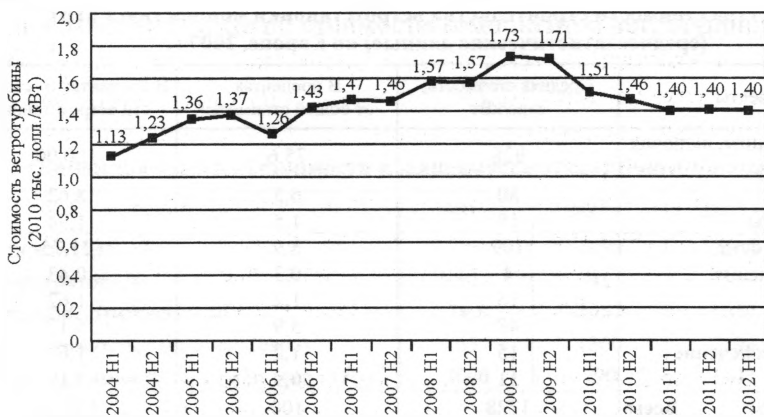


Рис. 5.4. Изменение удельной стоимости ВЭС за период 2004–2012 гг.

зи с подорожанием всех материалов и услуг. Однако, по оценке EWEA снижение удельной стоимости ВЭС будет иметь место, начиная с 2008 по 2030 гг. (рис. 5.3).

Ниже рассматриваются зависимости основных экономических показателей от различных факторов.

Более уточненный анализ и прогноз имеется в [3]. Основные его положения состоят в следующем. Стоимость ветротурбины наиболее весомый компонент удельной стоимости капитальных вложений в ветростанцию. Стоимость ветротурбины достигла своего пика в 2009 г. и далее постепенно будет снижаться. Между 2000 и 2003 годами в среднем заводская стоимость равнялась 700 долл./кВт, то к 2009 г. возросла до 1500 долл./кВт в США и до 1500 долл./кВт в Европе. Но как зафиксировано в контрактах на поставку в 2010 г. и первой половине 2011 г. удельная стоимость в среднем составила 1470 долл./кВт, т.е. на 15 % ниже средней стоимости 2009 г. 1730 долл./кВт (BNEF, 2011), и к 2012 г. прогнозировалось снижение до 1400 долл./кВт (рис. 5.4).

5.1. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Конкретные данные о соотношении стоимости собственно ветроустановки (заводская стоимость) и сопутствующих затрат показано в табл. 5.1 (2007 г.) и рис. 5.5 (2009 г.)

Как видим, увеличение стоимости проекта составило более 32 % от стоимости ВЭУ. Следует оговориться, что в приведенной таблице не указаны транспортные расходы, которые для внутренних поставок могут быть включены в стоимость оборудования. Не указаны также и стоимость проектных работ, которые иногда частично входят в соответствующие разделы приведенной таб-

Таблица 5.1

Структура стоимости строительства ветроустановки мощностью 2 МВт
(среднестатистические данные) по Европе, 2007 г.

Компоненты	Средняя стоимость, евро/кВт	В процентах от общей стоимости	В процентах от стоимости ветроустановки
Стоимость турбины, включая транспортировку	928	75,6	100,00
Фундамент	80	6,5	8,62
Электроаппараты	18	1,5	1,94
Подключение к сети	109	8,9	11,75
Системы управления	4	0,3	0,43
Консультации	15	1,2	1,62
Земля	48	3,9	5,17
Финансовое обеспечение	15	1,2	1,62
Дорога	11	0,9	1,19
Всего	1228	100	132,33

Источник: Riso DTU.

Таблица 5.2

**Структура затрат на сооружение ветроустановки средней мощности (850–1 500 кВт)
на основе данных Германии, Дании, Испании и Великобритании за 2001–2002 гг.**

Компоненты затрат	Доля от общей стоимости, %	Доля в прочих затратах, %
Ветроурабина (заводская цена)	74–82	—
Фундамент	1–6	20–25
Электрическое оборудование	1–9	10–15
Подключение к сети	2–9	35–45
Консалтинг	1–3	5–10
Земля	1–3	5–10
Финансовые затраты	1–5	5–10
Сооружение дороги	1–5	5–10

Источник: Renewable Energy World, July-August, 2004. V.7. N4. P.126–137.

лицы. Во всяком случае, таблица дает хорошую ориентировку для предварительной оценки стоимости сооружения ВЭС.

Обобщающие данные по компонентам затрат на основе данных за 2001–2002 гг. по строительству ВЭС средней мощности (850–1 000 кВт) в передовых по ветроэнергетике странах Европы (Германия, Испания, Дания, и Великобритания) приведены в табл. 5.2.

Более современные данные приведены на рис. 5.5 (см. цв. вкл.), где стоимость ветроурабины составила 64 % от общей стоимости.

Показано, что стоимость собственно ветроустановки составляет порядка 74–82 % от общей стоимости строительства. А среди «прочих затрат», т.е. затрат по сооружению ВЭС, основными являются затраты на сооружение фундамента и на подключение к сети.

Зависимость удельной стоимости от единичной мощности ВЭУ, а также иллюстрация развития ветроэнергетики за 20 лет с 1981 по 2000 гг. показана в табл. 5.3.

Более точные данные по стоимости компонентов ветроурабины приведены в табл.5.4.

Таблица 5.3

Динамика удельной стоимости в зависимости от единичной мощности ВЭУ

Показатели	1981 г.	2000 г.	2007 г.	2010 г.
Мощность ВЭУ, кВт	25	1650	2000	2000
Диаметр ротора, м	10	41	80	90
Ометаемая поверхность, м ²	78,5	3957	5027	6362
Общая стоимость, тыс. долл. (евро)*	65	1300	2294	1230*
Удельная стоимость, долл./кВт (евро/кВт)**	2600	790	1147	615**

Источник: EWEA.

Примечание. Приведенные данные для одних и тех же ветровых условий.

**Стоимость компонентов ветроустановки
(на примере морской ветротурбины мощностью 5 МВт)**

Компонент	%	Примечания и пояснения
Ветроустановка	100	Типичная ветротурбина состоит из 800 компонентов. В таблице представлены основные на базе ветроустановки RE power MM 92, длина лопасти 45,3 м, высота башни 100 м.
Башня	26,3	Высоты башни от 40 до 100 м и более. Материал — стальная труба. Бетонные и решетчатые башни стоят дешевле.
Лопастей ротора	22,2	Длина лопасти достигает более 60 м. Материал, как правило — пластик.
Оголовок	1,37	Стальная отливка, удерживает лопасти при их вращении.
Подшипники ротора	1,22	Наиболее различный компонент в разных турбинах. Подвергается различным нагрузкам, вызываемыми ветром.
Главный вал	1,91	Передаёт вращение от ротора к редуктору.
Главная рама	2,8	Изготавливается из стали. Должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать вес оборудования и ветровые нагрузки.
Редуктор	12,91	Редуктор увеличивает скорость вращения ротора до величины необходимой для генератора.
Генератор	3,44	Превращает механическую энергию в электрическую, используются синхронные, асинхронные и синхронизированные генераторы различных конструкций.
Система поворота гандолы	1,25	Механизм поворачивает гандолу при изменении направления ветра.
Система поворота лопастей	2,66	Изменяет угол поворота лопасти для максимального использования энергии ветра, или ограничения при превышении скорости ветра выше номинальной.
Преобразователь энергии	5,01	В данной конструкции после генератора переменный ток переменной частоты преобразуется в постоянный, а затем в переменный требуемой частоты.
Трансформатор	3,59	Преобразует напряжение после преобразователя до напряжения, принятого в энергосистеме.
Система торможения	1,32	Дисковые тормоза останавливают вращение ветротурбины.
Кабина гандолы	1,35	Состоит из пластика. Укрывает оборудование гандолы.
Кабели	0,96	Соединяющие ветроустановку с сетью.
Крепеж	1,04	Удерживает основные компоненты. Рассчитывается на максимальные нагрузки.

При увеличении единичной мощности ВЭУ с 25 кВт в 1981 г. до 2000 кВт в 2007 г., удельная стоимость установленной мощности ВЭС уменьшилась с 2600 до 1147 долл./кВт.

Заводская стоимость некоторых ветроустановок на рынках Европы приведена в приложении, где наряду с заводской ценой ВЭУ приведены основные технические данные.

В табл.5.5 представлены данные по удельной стоимости ветроустановок Германии мощностью от 60 до 2000 кВт.

Таблица 5.5

**Удельные капитальные вложения на единицу установленной мощности
в строительство ветроустановок в Германии**

Единичная мощность ВЭУ, кВт	Среднее значение удельной стоимости установленной мощности, евро/кВт	Количество ВЭУ, по которым имеются данные, шт.	Диапазон изменения удельной стоимости установленной мощности, евро/кВт
60	1338	2	1310–1367
275	691	3	654–709
600	898	14	792–1008
640	747	1	747
750	724	3	688–757
900	783	2	772–794
1000	1002	8	828–1240
1250	927	4	839–1026
1300	967	3	896–1041
1500	1050	24	800–1203
1670	848	2	816–880
1800	1036	4	940–1167
2000	856	4	750–950

Источник: BWE Windenergie 2003.

Примечание. 1. В стоимость включена собственно поставка оборудования, его монтаж и система передачи данных, не включены стоимость фундамента, подключения к сети, строительство дороги, земли. 2. Минимальная удельная стоимость установленной мощности относится к ВЭУ с наименьшей стандартной высотой башни.

Таблица 5.6

**Наземные ВЭС — удельные капитальные затраты установленной мощности
по отдельным странам, 2003–2010 гг.**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Австралия							2566	1 991–3318 ¹
Австрия							2 477	2 256–2 654 ³
Канада	865	785	1 367	1 855	2 268	1 749	2 336	1 975–2 468
Китай	0	0	0	0	1 472	1 463	1 392	1 287–1354 ⁴
Дания	790	725	886	1 331	1 503	1 759	1 840	1 367 ⁵
Финляндия	922	836	924	0	1 893	2126	2 134	2 100
Германия	1 044	956	1 084	1 750	1 979	2174	2 122	1 773–2 330
Греция	959	862	952	1426	1 586	1 639	2 265	1 460–1 858
Индия	0	0	0	0	1 075	1 152	1 194	1 460 ⁸
Ирландия	1 034	973	0	0	2 883	2 533	2 268	2 419
Италия	846	853	943	1 629	2 595	2 682	2 463	2 339
Япония	818	734	943	1 643	1 856	2 980	3 185	3 0242
Мексика				1 477		1 466	1 982	2 016
Нидерланды	1 044	956	1 037	1 494	1 637	1 788	1 876	1 781
Норвегия	1 175	853	971	1 652	1 977	2 227	2 196	1 830
Португалия	1 063	939	1 094	1 589	1 874	1 932	1 982	1 327–1 858
Испания	903	802	896	1 657	1 802	2 086	1 770	1 882
Швеция	969	853	0	0	1 893	2 239	2 598	2 123
Швейцария				1 688		2 808	2 669	2 533
Великобритания	0	879	1 433	1 714 J	1 981	1 955	1 858	1 734
США	752	683	849	1 522	1 840	2124	2144	2154

Источник: IRENA, 2007, 2008, 2009, 2010 и 2011 и WWEA/CWEQ 2011 h.

Удельные капитальные вложения, даже для ВЭУ одной мощности имеют довольно большой диапазон изменений — до 30 % и более, а средние удельные капитальные вложения находятся в диапазоне от 700 до 1000 евро/кВт.

В табл. 5.6 представлена динамика удельных капитальных вложений за период 2003–2010 гг. наземных ветростанций в некоторых странах мира. Подтверждается общеизвестный факт, что ВЭУ, изготовленные в Индии и Китае наиболее дешевые, однако авторы сомневаются в качестве их изготовления. Обращаем внимание читателей на то, что в 2010 г. в большинстве стран произошло снижение удельных капвложений.

5.2. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Как сказано выше, основным показателем определяющим себестоимость является годовое производство электроэнергии. Однако само по себе оно не дает представления об эффективности. Для любого вида электростанций эффективность их работы оценивается показателем называемым коэффициентом использования установленной мощности ($K_{\text{иум}}$). Это есть отношение фактической годовой выработки генерирующего устройства к максимально возможной. Другими словами этот коэффициент можно представить следующим образом:

$$\left(\begin{array}{l} \text{Коэффициент} \\ \text{использования} \\ \text{установленной} \\ \text{мощности} \end{array} \right) = \frac{\left(\begin{array}{l} \text{Действительная выработка электроэнергии} \\ \text{за данный период времени} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{l} \text{Энергия, которая может быть выработана,} \\ \text{если генератор будет работать со 100\% - ной} \\ \text{мощностью весь данный времени} \end{array} \right)}.$$

Наибольшее количество современных ВЭУ, подключенных к энергосистеме, работают с коэффициентом использования установленной мощности от 0,15 до 0,30. Электростанции на невозобновляемых источниках энергии работают с коэффициентом от 0,4 до 0,8. Например, в 2005 г. коэффициент использования установленной мощности всех электростанций России составил 0,5.

Коэффициент использования установленной мощности любого генерирующего источника зависит:

- от его надежности, т.е. как часто требуется его останавливать, устранять неисправности или проводить ремонтные и регламентные работы и сколько на это потребуется времени. И чем больше требуется остановок, и чем они продолжительнее, тем меньше упомянутый выше коэффициент;

• от графика нагрузки, т.е. требуемой потребителем мощности, которая меняется в течение суток, месяца и года от нуля до максимального значения, причем максимальная мощность требуется обычно в течение нескольких часов.

У ветроустановок этот коэффициент еще зависит от наличия ветра и его скорости. Вот почему коэффициент использования установленной мощности ветроустановок существенно меньше, чем у других генераторов, хотя ветроустановки в хороших ветровых условиях работают с $K_{\text{иум}} = 0,5$.

Аналогичную смысловую нагрузку имеет показатель: «число часов использования установленной мощности» (ЧЧИУМ). Как известно, в году имеется $T = 8760$ ч. Из сути названия вытекают формулы для определения ЧЧИУМ:

$$\text{ЧЧИУМ} = K_{\text{иум}} \cdot T = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{N_{\text{уст}}}$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$, кВт·ч — энергия, произведенная установкой в течение года; $N_{\text{уст}}$, кВт — установленная мощность генератора.

Т а б л и ц а 5.7

Показатели использования установленной мощности

№№ п/п	Единичная мощность ВЭУ, кВт	Количество ВЭУ, по которым имеются данные	Удельная расчетная выработка, кВт·ч/м ² год		Число часов использо- вания установленной мощности, ч		Коэффициент использо- вания установленной мощности, %	
			среднее значение	диапазон изменения	среднее значение	диапазон изменения	среднее значение	диапазон изменения
1	30	1	519	519	2295	—	26,2	—
2	100	1	624	624	2160	—	24,7	—
3	250	2	749	726–773	1980	1917–2043	22,6	21,9–23,3
4	300	2	785	765–805	1857	1808–1898	21,1	20,6–21,7
5	600	11	821	717–928	2372	2008–2605	27,1	22,9–29,7
6	750	3	844	767–908	2070	1883–2227	23,6	21,5–25,4
7	800	5	791	732–853	1915	1796–2095	21,9	20,5–23,9
8	850	3	948	907–991	2367	2265–2475	27,0	25,9–28,2
9	900	4	846	783–899	2120	2009–2266	24,2	22,9–25,9
10	1000	7	895	834–999	2380	1992–2695	27,2	22,7–30,8
11	1250	3	921	885–983	2323	2164–2529	26,5	24,7–28,9
12	1300	6	843	753–938	1875	1633–2041	21,4	18,7–23,3
13	1500	44	906	757–1117	2557	1945–3025	29,2	22,2–34,5
14	1750	3	781	736–803	1915	1805–1968	21,8	20,6–22,5
15	1800	4	1061	955–1149	2268	2041–2457	25,9	23,3–28,0
16	2000	7	979	945–1013	2298	1717–2580	26,2	19,6–29,5
17	2300	3	961	907–1007	2658	2507–2787	30,3	28,6–31,8
18	2500	4	979	864–1052	1967	1737–2115	22,5	18,8–24,1
19	2750	2	993	954–1033	2397	2306–2488	27,4	26,3–28,5

Источник: BWE Windenergie 2003.

П р и м е ч а н и е. 1. Наибольшая удельная выработка относящаяся к ВЭУ с наибольшей для данного типа высотой башни. 2. Выработка определена при средней скорости 8 м/с и коэффициенте формы $K_{\phi} = 2,0$ в распределении Вейбулла.

В табл. 5.7 приведены расчетные показатели использования установленной мощности ветроустановок Германии в широком диапазоне мощностей: от 30 до 2750 кВт. Для указанных ВЭУ $K_{\text{иум}}$ находится в диапазоне от 19 до 30 %, а ЧЧИУМ — от 1700 до 2700 ч. Как было сказано выше, фактические эксплуатационные показатели также находятся в этом диапазоне.

Весьма оптимистические данные по оценке $K_{\text{иум}}$ имеются в Великобритании. Расчеты по 50 ветростанциям с общей установленной мощностью 548,625 МВт, вырабатывающих 1593,81 ГВт·ч электроэнергии средний $K_{\text{иум}}$ составил 0,332. При этом диапазон этого показателя колеблется от 0,152 до 0,51! Единичная мощность ВЭУ составляет довольно широкий диапазон: 200–225–300–400–450–500–600–770–850–1000–1300–2300 кВт.

Наименьших $K_{\text{иум}} = 0,152$ отмечен у ВЭУ «Garter» мощностью 300 кВт, наибольший $K_{\text{иум}} = 0,51$ у ВЭУ «Vestas» мощностью 660/850.

Распределение $K_{\text{иум}}$ по суммарной мощности ВЭУ таково: только 2 % ветроустановок от общей мощности имеют $K_{\text{иум}}$ меньше 0,25; 16 % имеют $K_{\text{иум}}$ в диапазоне 0,25–0,3; 35 % или 192 МВт — из 548,6 МВт имеют $K_{\text{иум}}$ в диапазоне 0,3–0,35, и 252 МВт (46 %) имеет $K_{\text{иум}}$ более 0,35. Это один из самых высоких показателей в Европе.

Характерным показателем работы ветроустановок является также удельная выработка электроэнергии на единицу площади ометаемой поверхности. При вращении ветроколеса ВЭУ описывает круг, площадь которого, как известно, равна πR^2 или $\pi D^2/4$. Этой площадью определяется энергия ветра, преобразуемая далее в электрическую энергию. В табл. 5.8 приведены данные по широкому ряду мощностей ветроустановок от 30 до 2750 кВт для которых средняя удельная расчетная выработка составила от 519 до 1060 кВт·ч/м² в год.

Все указанные выше показатели: $K_{\text{иум}}$, ЧЧИУМ, удельная выработка на единицу площади ометаемой поверхности позволяют с точностью 10–15 % предварительно определить объем выработанной энергии ветроустановкой, не проводя громоздких вычислений, или проверить эти вычисления на достоверность. Это делается по простейшей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{уст}} K_{\text{иум}} T.$$

Задаваясь значением $K_{\text{иум}}$ и зная установленную мощность ВЭС, можно в первом приближении спрогнозировать годовую выработку при разных средних скоростях ветра. Имея в виду, что чем выше средняя скорость ветра, тем выше $K_{\text{иум}}$, однако практические значения $K_{\text{иум}}$ лежат в обозначенных выше пределах.

Себестоимость производства (cost production) электроэнергии на ВЭС существенно уменьшилось за последние 25 лет. Помимо приведенных на рис. 5.2 обобщенных данных имеются многочисленные доказательства этого процес-

Удельная расчетная выработка на единицу ометаемой поверхности ветроустановок

Единичная мощность ВЭУ, кВт	Среднее значение удельной расчетной выработки, кВт·ч/м ² ·год	Количество ВЭУ, по которым имеются данные	Диапазон изменения удельной расчетной выработки, кВт·ч/м ² ·год
30	519	1	519
100	624	1	624
250	749	2	726–773
300	785	2	765–805
600	821	11	717–928
750	844	3	767–908
800	791	5	732–853
850	948	3	907–991
900	846	4	783–899
1000	895	7	834–999
1250	921	3	885–983
1300	843	6	753–938
1500	906	40	757–1117
1800	1061	4	955–1149
2000	979	2	945–1013
2300	961	3	907–1007
2500	979	4	864–1052
2750	993	2	954–1033

Источник: BWE Windenergie 2003.

Примечание. *Наибольшая удельная выработка относится к ВЭУ с наибольшей для данного типа высотой башни.

са. Так, на ветроустановках в штате Калифорния (США), себестоимость электроэнергии снизилась с 0,45 долл./кВт·ч в 1980 г. до 0,10 долл./кВт·ч в начале 90-х годов. Кратное снижение себестоимости почти в четыре раза с 1,2 до 0,3 ДКК/кВт·ч за период с 1981 по 1998 гг. зафиксировано и в Дании.

На уровне 2000 г. средняя себестоимость в мире составила 0,047 долл./кВт·ч, а удельные капитальные вложения — 1000 долл./кВт. На основании исследований, проведенных в 1998–1999 гг. по заданию Международного энергетического агентства (МЭА), был составлен прогноз снижения себестоимости до 3,3 цента/кВт·ч в 2010 г. и 2,8 цента/кВт·ч в 2015 г. Однако этот прогноз не оправдался. По оценкам, проведенным в 2004 г., в будущем снижении себестоимости, определяющее это снижение различные затраты, имеют следующий вес:

- снижение массы ветротурбин — 35 %, увеличение эффективности преобразования ветровой энергии (аэродинамика лопастей и КПД генератора) — 5 %;
- оптимизация производства ВЭУ на предприятиях — 50 %,
- снижение стоимости фундамента, подключения к сети, эксплуатации и обслуживания — 10 %.

Наиболее объективной экономической оценкой различного вида электростанций является так называемая (выровненная) нормированная себестоимость

производства электроэнергии. Опасаясь за точность перевода приводим различные английские названия этого термина: Levelised Cost of Energy (LCOE), Levelised cost of Electricity (LCOE), Levelised Energy Cost (LEC). При расчете нормированной себестоимости учитываются все доходы и расходы за весь срок службы электростанции: первоначальные инвестиции, расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, стоимость топлива, стоимость капитала, себестоимость электроэнергии. Она определяется по формуле:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [\text{долл./МВт}\cdot\text{ч}],$$

где LEC — удельная себестоимость произведенной электроэнергии; $t = 1, \dots, n$ — время жизни системы (количество полных лет); I_t — инвестиционные расходы в год; M_t — расходы в год на эксплуатацию и техническое обслуживание; F_t — стоимость топлива в год; E_t — производство электроэнергии в год (МВт·ч); r — учетная ставка.

Таблица 5.9

Расчет нормированной себестоимости электроэнергии по различным источникам генерации (США, Европейский Союз, Китай)

Тип станции	Нормированная себестоимость электроэнергии (LEC), (2010 долл./МВт·ч)		
	минимальная	средняя	максимальная
Обычные угольные	90,1	99,6	116,3
Усовершенствованные угольные	103,9	112,2	126,1
Усовершенствованные угольные с CCS (сист. улав. и погл.)	129,6	140,7	162,4
На природном газе (тип):			
Обычные комбинированного цикла	61,8	68,6	88,1
Усовершенствованные комбинированного цикла	58,9	65,5	83,3
Усовершенствованные СС (комб. цикл) с CCS	82,8	92,8	110,9
Обычные газотурбинные	94,6	132,0	164,1
Усовершенствованные газотурбинные	80,4	105,3	133,0
Усовершенствованные ядерные	108,4	112,7	120,1
Геотермальные	85,0	99,6	113,9
Биомасса	101,5	120,2	142,8
ВЭС	78,2	96,8	114,1
ВЭС – «Оффшорные»	307,3	330,6	350,4
Солнечные фотоэлектрические	122,2	156,9	245,6
Солнечные тепловые	182,7	251,0	400,7
Гидро	58,6	89,9	149,7

Источник: Levelised Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011, Report of the US Energy Information Administration (EIA) of the US Department of Energy (DOE). January 23, 2012.

В табл. 5.9 приведен расчет нормированной себестоимости электроэнергии по различным источникам на основе данных Доклада Управления по электрической информации США (EIA) в Министерстве энергетики США (DOE) под названием «Нормированная стоимость нового поколения ресурсов в ежегодном обзоре Energy Outlook 2012» (LEC 2012). Данные для минимальной и максимальной себестоимости рассчитывались из условий регионального размещения электростанций.

Проанализируем данные табл. 5.9 по среднему значению себестоимости. Средняя удельная себестоимость на наземных ВЭС составила 96,8 долл./МВт·ч, а обычных угольных станций 99,6 долл./МВт·ч. таким образом показано, что в Европе, США и Китае ветростанции эффективнее обычных угольных станций, не говоря уже об усовершенствованных (112,2 долл./МВт·ч) и угольных электростанций с улавливанием и поглощением дымовых газов (140,7 долл./МВт·ч). Наземные ветростанции по экономичности уступают только электростанциям на газе и превосходят газотурбинные усовершенствованные атом-

Таблица 5.10

Данные, используемые для расчета нормированной себестоимости электроэнергии на 2015–2035 гг.

	CCGT (ПГУ)	Coal (Уголь)	Coal CCS (Уголь УХУ)	Nuclear (АЭС)	Wind (Ветер)
Европейский Союз					
$K_{нум}$, %	60	75	80	90	24
Коэффициент использования топлива (брутто, НТС), %	61	50	41	33	N.a.
Капитальные затраты (2009 долл./кВт), уд. стоимость	900	2 100	3 550	4 200	1480
Срок строительства (лет)	3	5	5	7	1.5
Срок службы (лет)	25	35	35	40	20
Удельная стоимость топлива (различная *)	9.8	105	105	3	n.a.
Затраты на обл. и эксп. (2009 долл./кВт)	23	63	105	125	22
США					
$K_{нум}$, %	55	80	80	90	28
Коэффициент использования топлива (брутто, НТС), %	61	51	42	33	N.a.
Капитальные затраты (2009 долл./кВт), уд. стоимость	900	2 550	3 800	4 600	1 550
Срок строительства (лет)	3	5	5	7	1.5
Срок службы (лет)	25	35	35	40	20
Удельная стоимость топлива (различная *)	6.6	55	55	3	N.a.
Затраты на обл. и эксп. (2009 долл./кВт)	23	89	130	125	23
Китай					
$K_{нум}$, %	60	80	80	90	25
Коэффициент использования топлива (брутто, НТС), %	60	49	40	33	N.a.
Капитальные затраты (2009 долл./кВт), уд. стоимость	650	1200	2 100	3 000	1 320
Срок строительства (лет)	2	4	4	6	1,5
Срок службы (лет)	25	35	35	40	20
Удельная стоимость топлива (различная *)	10	70	70	3	N.a.
Затраты на обл. и эксп. (2009 долл./кВт)	20	48	85	110	20

Источник: OECD/IEA 2011. ARE WE ENTERING A GOLDEN AGE FOR GAS? GIE Annual Conference. 23 June. 2011.

Примечание. Стоимость топлива — газ (долл./МВtu); уголь (долл./т); АЭС (долл./МВт·ч).

ные электростанции. Также как и ВЭС даже с еще большим преимуществом, экономичнее прочих являются гидростанции.

Конечно, возникает вопрос: какие исходные данные принимались во внимание при расчетах?

Ответ на этот вопрос мы находим в табл. 5.10. Отметим, что удельные капитальные вложения для всех видов электростанций соответствуют средним значениям для Европы, США и Китая. Так что выводы об эффективности ВЭС с большой долей вероятности справедливы для большинства стран мира.

Ситуация на конец 2010 г.

Удельная стоимость наземных ВЭС в Китае составила 1300 долл./МВт и 1400 долл./МВт в Дании. Но типичный диапазон составил 1800–2200 долл./МВт на остальных существенных рынках. Предварительные данные по рынку США на 2011 г. говорит о том, что удельная стоимость составит 2000 долл./МВт. Доля ветротурбин в общей удельной стоимости составляет от 64 до 84 %, включая все расходы. Удельная стоимость оффшорных ВЭС составляет от 4000 до 4500 долл./МВт, что на 44–50 % выше наземных. Общие данные по расчету нормированной стоимости представлены в табл.5.11.

Расходы на эксплуатацию и обслуживание (ЭиО) наземных ВЭС находятся в пределах от 0,01 до 0,025 долл./МВт·ч и их снижение уже сейчас возможно на базе лучших достижений на практике. Расходы ЭиО для морских ВЭС находятся в пределах 0,027–0,048 долл./МВт·ч и их уменьшение возможно после исполнения значительного опыта. Но все равно они будут больше, чем на наземных ВЭС, учитывая транспортные и метеорологические условия.

Нормированная себестоимость электроэнергии от ВЭС зависит от ветровых ресурсов, стоимости проекта, но они, как правило, сопоставимы. LCOE для типичных наземных ВЭС в 2010 г. при стоимости капитала 10 % (банковский процент) находится в пределах 0,06–0,14 долл./кВт·ч, что практически совпадает с данными табл. 5.9 — 0,0782–0,114 долл./кВт·ч. А вот данные для морских ВЭС существенно различаются 0,14–0,19 долл./кВт·ч в табл.5.11, тогда как в табл. 5.9, 0,3073–0,35 долл./кВт·ч. Данные табл. 5.9. представляются более достоверными.

Т а б л и ц а 5.11

Типичные значения нормированной себестоимости новых сооруженных ВЭС в 2010 г.

Тип ВЭС	Удельная стоимость, 2010 долл./кВт	Коэффициент использования мощности ветра, %	Расходы на эксплуатацию и обслуживание, 2010 долл./кВт·ч	Нормированная стоимость, долл./кВт·ч
Наземные				
Китай / Индия	От 1300 до 1450	От 20 до 30	Нет информации	От 0,06 до 0,11
Европа	От 1850 до 2100	От 25 до 35	От 0,013 до 0,025	От 0,08 до 0,14
Северная Америка	От 2000 до 2200	От 30 до 45	От 0,005 до 0,015	От 0,07 до 0,11
Морские				
Европа	От 4000 до 4500	От 40 до 50	От 0,027 до 0,048	От 0,14 до 0,19

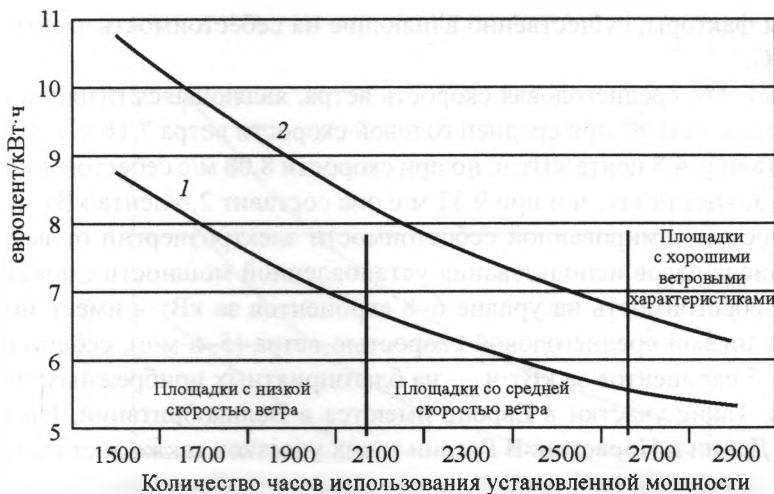


Рис. 5.6. Расчетные значения себестоимости электроэнергии от ВЭС как функция числа часов использования установленной мощности и удельной стоимости ВЭУ: 1 — 1100 евро/кВт; 2 — 1400 евро/кВт (Источник: Riso DTU)

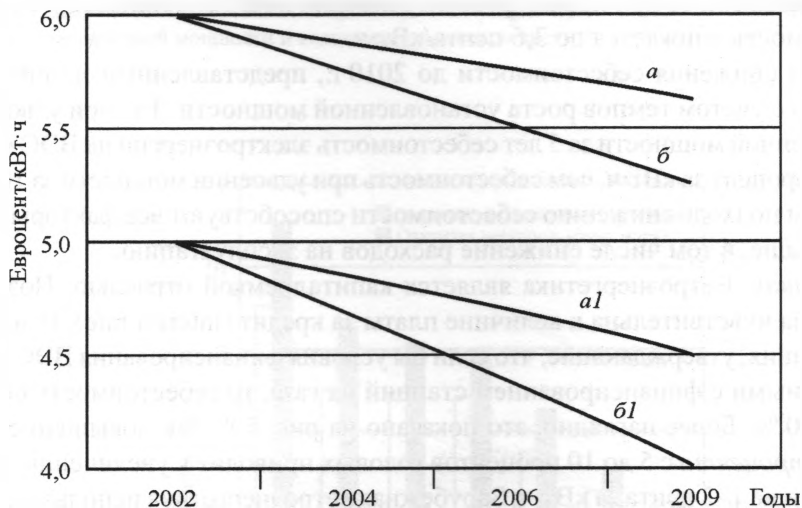


Рис. 5.7. Прогноз изменения себестоимости производства электроэнергии на ВЭС за счет увеличения темпов роста установленной мощности при исходной себестоимости 0,05 €/кВт·ч и 0,06 €/кВт·ч: a, a_1 при удвоении установленной мощности ВЭУ за 10 лет; b, b_1 при удвоении установленной мощности ВЭУ за 5 лет

Отметим факторы, существенно влияющие на себестоимость электроэнергии на ВЭС.

Во-первых, это среднегодовая скорость ветра, являющаяся главным фактором. Так, если на ВЭС при средней годовой скорости ветра 7,16 м/с себестоимость составила 4,8 цента/кВт·ч, но при скорости 8,08 м/с себестоимость снижается до 3,6 цента/кВт·ч и при 9,32 м/с она составит 2,6 цента/кВт·ч.

Зависимость нормированной себестоимости электроэнергии от ветрового режима (числа часов использования установленной мощности), показана на рис. 5.6. Себестоимость на уровне 6–8 евроцентов за кВт·ч имеет место на участках с низкой среднегодовой скоростью ветра (5–6 м/с), себестоимость порядка 4–5 евроцентов за кВт·ч — на благоприятных прибрежных участках (7–10 м/с). Такие участки в Европе имеются в Великобритании, Ирландии, Франции, Дании и Норвегии. В России таких участков также достаточное количество: Краснодарский край, Калининградская и Ленинградская области, Карелия, Мурманская и Архангельская области, а также восточное побережье Японского моря и все побережье севера Ледовитого океана.

Во вторых, масштаб ВЭС. Так, по расчетам американской ветроэнергетической ассоциации, если на ВЭС мощностью 3 МВт, себестоимость составила 5,9 центов/кВт·ч, то при прочих равных условиях на ВЭС мощностью 50 МВт себестоимость снижается до 3,6 цента/кВт·ч.

Прогноз снижения себестоимости до 2010 г., представленный на рис. 5.7, составлен с учетом темпов роста установленной мощности. Так при удвоении установленной мощности за 5 лет себестоимость электроэнергии на ВЭС меньше на 1 евроцент за кВт·ч, чем себестоимость при удвоении мощности за 10 лет. При таком подходе снижению себестоимости способствуют все факторы, указанные выше, в том числе снижение расходов на эксплуатацию.

В третьих. Ветроэнергетика является капиталоемкой отраслью. Поэтому она весьма чувствительна к величине платы за кредит (interest rate). Имеются исследования, утверждающие, что если бы условия финансирования ВЭС были аналогичными с финансированием станций на газе, то себестоимость снизилась на 40 %. Более наглядно, это показано на рис. 5.8. Так повышение *банковского процента* с 5 до 10 процентов годовых приводит к увеличению себестоимости на 1–2 цента за кВт·ч. Зарубежная ветроэнергетика использует кредиты с минимальным банковским процентом. На этом же рисунке отражена по существу зависимость себестоимости от скорости ветра, поскольку увеличение часов использования установленной мощности на 80–90 % определяется ветровыми условиями.

В четвертых, снижению себестоимости способствовал рост единичной мощности ВЭУ. Как показано на рис. 5.9 себестоимость электроэнергии от ветроустановки мощностью 95 кВт составила 9 и 11 евроцентов за кВт·ч, соответ-

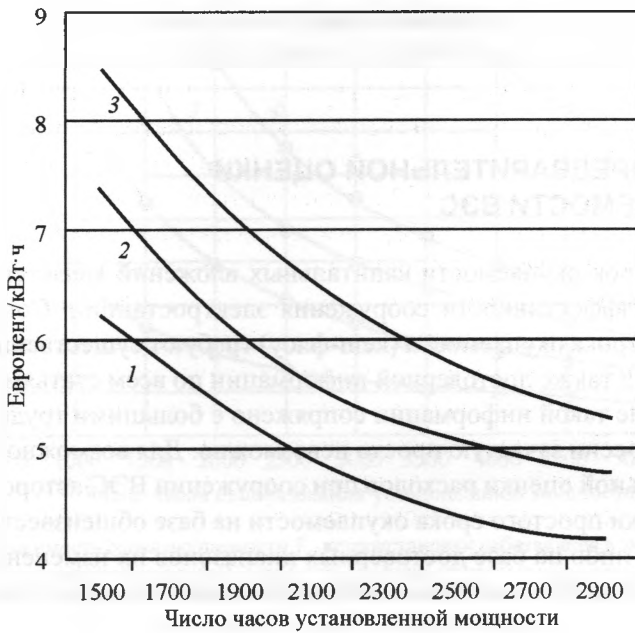


Рис. 5.8. Зависимость себестоимости производства электроэнергии на ВЭС от числа часов использования установленной мощности и величины процента за кредит

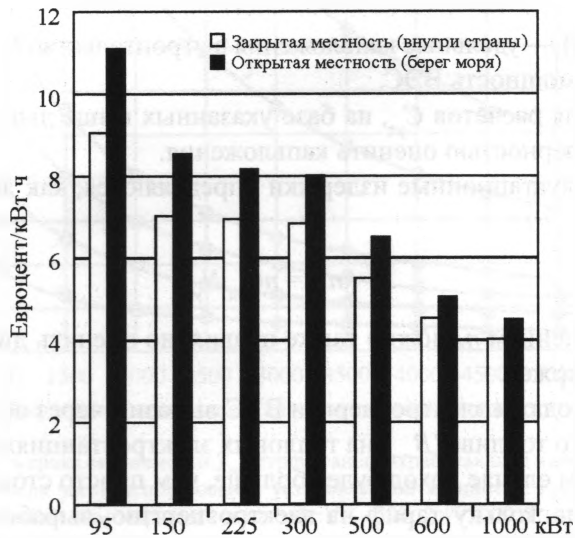


Рис. 5.9. Зависимость себестоимости производства электроэнергии на ВЭС от единичной мощности ВЭС и места установки

ственно для берегового и внутреннего базирования. Аналогичные данные для ветроустановки мощностью 1000 кВт составили соответственно 4 и 4,5 евро-центов за кВт·ч.

5.3. СПОСОБ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ ВЭС

Как известно срок окупаемости капитальных вложений является одной из главных оценок эффективности сооружения электростанции. Современные способы оценки срока окупаемости (кеш-флоу) требуют существенных затрат времени и денег, а также достоверной информации по всем статьям расходов. Однако получение такой информации сопряжено с большими трудностями, а в современной России зачастую просто невозможно. Для возможно достоверной предварительной оценки расходов при сооружении ВЭС автором предложен способ оценки простого срока окупаемости на базе общеизвестных входных параметров, либо на базе достоверных диапазонов их изменения.

За основу принимается известная формула простого срока окупаемости ($T_{ок}$):

$$T_{ок} = \frac{K}{D - I}, \quad (5.1)$$

где капвложения определяются по формуле:

$$K = C_{уд} N_{уст}, \quad (5.2)$$

где $C_{уд}$ [руб/кВт] — удельные капвложения в строительство ВЭС; $N_{уст}$ [кВт] — установленная мощность ВЭС.

Выбранное для расчетов $C_{уд}$, на базе указанных выше данных, позволяет с большой достоверностью оценить капвложения.

Годовые эксплуатационные издержки определяются, как доля n капвложений, тогда

$$I = nK = nC_{уд} N_{уст}. \quad (5.3)$$

Варьируя значением n , можно также правильно оценить диапазон эксплуатационных издержек.

Доход D от продажи электроэнергии ВЭС выразим через объем замещаемого органического топлива ($B_{\text{тут}}$) на тепловых электростанциях энергосистемы. Очевидно в этом случае доход будет больше, чем просто стоимость замещенного топлива, поскольку тариф на электроэнергию, выработанную на этом объеме топлива включает и процент рентабельности тепловой станции. Этот

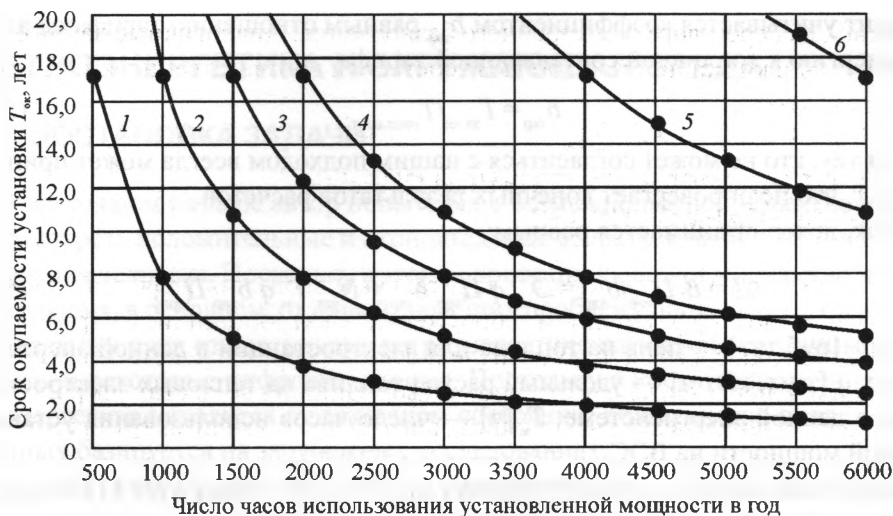


Рис. 5.10. Зависимость срока окупаемости $T_{ок}$ ветроустановки работающей в энергосистеме, от числа часов использования установленной мощности. Графики соответствуют разным удельным капитальным затратам в долл./кВт: 1 — 500; 2 — 1000; 3 — 1500; 4 — 2000; 5 — 4000; 6 — 6000. (Стоимость органического топлива в энергосистеме 100 долл./т у.т., величина годовых издержек — 1 % от капитальных вложений, удельный расход условного топлива — 340 г у.т./кВт·ч)

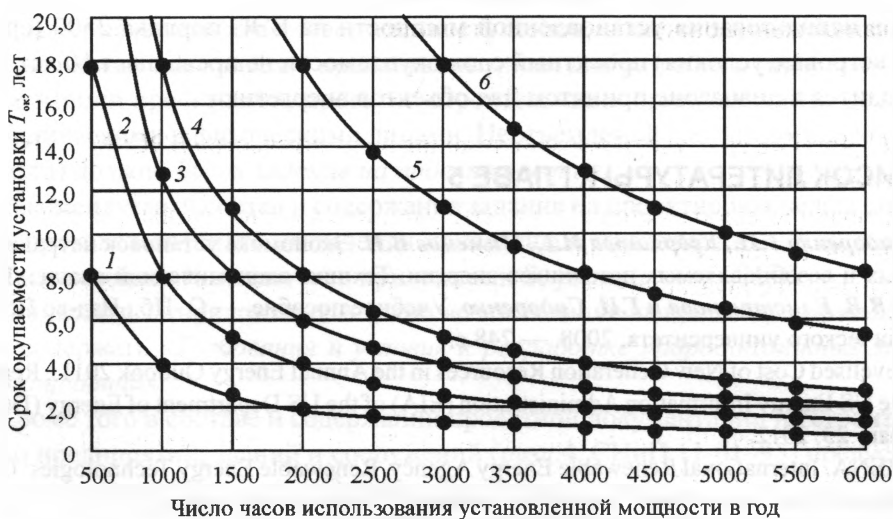


Рис. 5.11. Зависимость срока окупаемости $T_{ок}$ ветроустановки, работающей в локальной электросети или автономно, от числа часов использования установленной мощности. Графики соответствуют разным удельным капитальным затратам в долл./кВт: 1 — 500; 2 — 1000; 3 — 1500; 4 — 2000; 5 — 4000; 6 — 6000. (Стоимость органического топлива на месте сооружения установки — 300 долл./т у.т., величина годовых издержек — 1 % от капитальных вложений. Удельный расход условного топлива — 380 г у.т./кВт·ч)

момент учитывается коэффициентом $b_{\text{тар}}$ равным отношению тарифа на электроэнергию к топливной составляющей тарифа.

$$b_{\text{тар}} = T_{\text{эл.эн}} / T_{\text{топл.сост}} \quad (5.4)$$

Для тех, кто не может согласиться с нашим подходом всегда может принять $b_{\text{тар}} = 1$, что не опровергает конечных результатов расчетов.

Итак, доход принимается равным:

$$D = B \cdot C_{\text{топ}} \cdot b_{\text{тар}} = \mathcal{E}_{\text{год}} q C_{\text{топ}} b_{\text{тар}} = N_{\text{уст}} T_{\text{м}} q b_{\text{тар}} C_{\text{топ}}, \quad (5.5)$$

где $C_{\text{топ}}$ [руб/тут] — цена на топливо для электростанции в данной энергосистеме; q [т у.т./кВт·ч] — удельный расход топлива на тепловых электростанциях в данной энергосистеме; $T_{\text{м}}$ [ч] — число часов использования установленной мощности на ВЭС.

После подстановки значений формул (2), (3), и (5) в формулу (1) и преобразований получим формулу простого срока окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{T_{\text{м}} q b_{\text{тар}} C_{\text{топ}} / C_{\text{уд}}}. \quad (5.6)$$

Некоторые результаты расчетов представлены на рис. 5.10 и 5.11. Показано, что при удельных капитальных вложениях порядка 1000 долл./кВт и числа часов использования установленной мощности на ВЭС порядка 2500 (средние ветровые условия) проектный срок окупаемости не превышает 10 лет, т.е. находится в диапазоне принятом для объектов энергетики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 5

1. *Сидоренко Г.И., Кудряшова И.Г., Пименов В.И.* Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Техничко-экономический анализ /Под ред. *В.В. Елистратова и Г.И. Сидоренко.* Учебное пособие. — С.-Пб.: Изд-во Политехнического университета, 2008. — 248 с.
2. Levelised Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011.; Report of the US Energy Information Administration (EIA) of the US Department of Energy (DOE) January 23, 2012.
3. IRENA. International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis series. Wind Power. June 2012. Volume 1: Power Sector Issue 5/5.
4. *Безруких П.П.* О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии. — М.: Энергетическая политика, 2009. № 5.

Глава 6.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

6.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В настоящем разделе автор попытался с возможно полной объективностью рассмотреть положительные и отрицательные аспекты влияния ВЭС на среду обитания человека. Поскольку в этом вопросе циркулирует множество мифов, исходящих, в основном, от людей, знающих проблему понаслышке, глава призвана дать в руки «защитникам» ветроэнергетики научно-обоснованные аргументы и некоторые цифровые данные. Поскольку в России современная ветроэнергетика находится в зачаточном состоянии, большинство приведенных данных базируется на зарубежных исследованиях.

Вместе с тем, намечающийся разворот строительства ВЭС в России, вызывает необходимость адаптации общих требований существующих строительных норм и правил /СНИП/ применительно к этому, обладающему ярко выраженным особенностям к виду строительства.

Так в «Инструкции о порядке разработки согласования, утверждения и состава проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» (СНиП 11-01-95) п.2.7 устанавливается следующее положение.

Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения, взаимные обязательства и ответственность сторон, является договор (контракт), заключаемый заказчиком с привлекаемыми им для разработки проектной документации проектными, проектно-строительными организациями, другими юридическими и физическими лицами. Неотъемлемой частью договора (контракта) должно *быть задание на проектирование*.

Рекомендуемый состав и содержание задания на проектирование для объектов производственного назначения приведены в приложении А, а жилищно-гражданского назначения — в приложении Б, упомянутого СНиП.

Согласно п.11 приложения А техническое задание на проектирование должны содержать *«Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий»*.

Кроме того в составе и содержании проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (разд.4, СНиП 11-01-95) предусматривается наличие раздела *«Охрана окружающей среды»*.

В настоящей главе проведена *типизация требований и условий к разработке природоохранных мер и мероприятий, а также даются подходы к оценке влияния ВЭС на окружающую среду*, позволяющие произвести расчеты экологического влияния в соответствии с конкретными параметрами ВЭС и районом их размещения. Этими данными могут воспользоваться проектные орга-

низации при составлении упомянутых выше разделов ТЗ и ТЭО, а также экспертизы при проведении экспертизы проектов.

6.2. СРЕДА ОБИТАНИЯ ЧЕЛОВЕКА

Часто употребляемое понятие «окружающая среда» является несколько расплывчатым, Более подходящим является на наш взгляд понятие «среда обитания человека».

В обобщенном виде средой обитания человека могут быть названы условия жизнедеятельности человека, живая и неживая природа (wild world), воздух, вода, земля, а также условия функционирования общества. Следовательно необходимо определить влияние или отношение ветроустановок на все указанные выше аспекты. При этом следует исходить из того, что потребность человека в электрической энергии стала необходимым условием существования и развития человеческого общества. Поэтому при оценке влияния ВЭС на среду обитания это влияние необходимо сравнивать с влиянием электрических станций других типов.

В работе рассмотрены следующие факторы влияния ВЭС на среду обитания человека:

- эрозия почвы;
- визуальное вторжение в ландшафт;
- угроза гибели птиц;
- угроза гибели животных;
- угроза гибели людей;
- шум;
- влияние на работу радио, локационных и телевизионных устройств;
- наличие выбросов углекислого газа;
- наличие выбросов твердых веществ и тяжелых металлов;
- наличие выбросов вредных газов (NO_x , SO_2);
- потребность в воде;
- потребность в земле.

Все перечисленные выше факторы могут быть объединены в две группы: негативные и позитивные. Наиболее соответствующее название второй группы — экологические преимущества ветроэнергетики.

6.3. НЕГАТИВНЫЕ ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ ВЭС НА СРЕДУ ОБИТАНИЯ ЧЕЛОВЕКА И ИХ ОЦЕНКА

Прежде всего следует иметь ввиду, что ветроэнергетика имеет локальное влияние на окружающую среду. Это означает, что никакие аварийные ситуа-

ции на ветростанции не могут привести к гибели значительного количества людей и не могут иметь катастрофических последствий для среды обитания человека в отличие от атомных электростанций и гидроэлектростанций с высокими плотинами. Рассмотрим более подробно каждое направление.

Эрозия почвы. Это явление может возникнуть при разрушении верхнего почвенного слоя при сооружении фундамента ВЭУ, проведение строительно-монтажных работ, строительстве дорог. Особенно это важно в пустынях и тундрах. В этих районах разрушение верхнего твердого покрова может привести к деградации поверхности на значительной площади. При проектировании ВЭС следует проводить оценку опасности эрозии почвы и при наличии таковой необходимо *предусматривать соответствующие мероприятия, в том числе применение специальной техники, специальные способы прокладки дорог и т.п.*

Гибель птиц и летучих мышей при столкновении с ветроустановками. Возможность гибели птиц при столкновениями с ветроустановками очевидна. В практике развития ветроэнергетики имелись случаи значительной гибели птиц в восьмидесятых годах в США при интенсивном строительстве ветростанций большой мощности (ВЭС Alamont Pass в Калифорнии). В дальнейшем случаи гибели птиц резко снизились благодаря применению ряда мероприятий. По результатам многочисленных исследований, проводимых по заданию Американской и Европейской ветроэнергетических ассоциаций сделан следующий глобальный вывод. Как бы в будущем ни развивалась ветроэнергетика гибель птиц от ветроустановок не достигнет 1 % от других источников человеческой жизнедеятельности, таких как охотники, домашние кошки, высотные здания, автомобили, линии электропередач, телебашни и мачты для связи, пестициды.

По данным Американской ветроэнергетической ассоциации на 10 тысяч случаев гибели птиц в результате человеческой деятельности на долю ветроустановок приходится менее одного случая, тогда как другие виды деятельности человека имеют более существенное влияние (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Оценка количества гибели птиц в результате человеческой деятельности в США

NN пп	Вид деятельности человека, препятствия, сооружения	Оценка количества гибели птиц
1.	Домашние кошки	1 млрд. в год.
2.	Высотные здания	от 100 млн. до 1 млрд. в год
3.	Охотники	100 млн. в год
4.	Автомобили	от 60 млн. до 80 млн. в год
5.	Коммуникационные башни	от 10млн. до 40 млн. в год
6.	Пестициды	67 млн. в год
7.	Линии электропередач	от 10 тыс. до 174 млн. в год

Источники: www.nationalwind.org/; www.bards.fws.gov/mortality-foct-sheet.pat.

Гибель птиц от антропогенных факторов (деятельности человека)

Источник гибели	Количество погибших птиц в год
Здания/окна	550 млн.
Кошки	100 млн.
Линии высокого напряжения	130 млн.
Автомобили	80 млн.
Пестициды	67 млн.
Коммуникационные башни	4,5 млн.
Самолеты	25 тыс.
Ветроустановки	28,5 тыс.

Источник: Erickson et al. 2005.

По данным Канадской ветроэнергетической ассоциации в среднем на одну ветроустановку приходится гибель 2-х птиц в год. Однако этот результат достигнут в результате тесного контакта проектировщиков ветростанций с орнитологами. *Непременное правило — не располагать ветростанции на пути миграции перелетных птиц, а также мест охоты хищных птиц.* Определенную роль в сокращении гибели птиц сыграл переход от решеточных башен, используемых птицами в качестве насеста и тем самым увеличивающим вероятность столкновения птиц с лопастями ветроустановок, к башням в виде конической трубы.

Изучение гибели птиц от антропогенных факторов, проведенное шведским ученым Эриксоном в 2005 г. показало, что гибель птиц от столкновения с ветроустановками незначительна по сравнению с другими видами человеческой деятельности (табл.6.2). В более поздних исследованиях, учитывающих развитие ветроэнергетики, получено, что гибель птиц от столкновения с ветроустановками составляет 0,003 % от общего числа гибели птиц в результате деятельности человека.

Коллизий с летучими мышами на ВЭС зафиксировано очень мало. Общая рекомендация: не располагать ветроустановки вблизи пещер, где летучие мыши сосредотачиваются во время зимней спячки.

Вторжение в ландшафт. Появление ветроустановок в привычном природном ландшафте нарушает зрительную память жителей и вызывает у некоторых из них протесты. Эта ситуация аналогична тем, которые возникают при сооружении опор мощных линий электропередач, мостов через ущелья и т.д. Приверженцы промышленных сооружений находят удовольствие в созерцании творений человеческих рук, а приверженцы дикой природы протестуют против вторжения в природный ландшафт каких-либо сооружений. Однако опыт стран с развитой ветроэнергетикой, к которым, в частности, относятся Германия, Испания, США, Дания, Индия, Италия и ряд других стран показы-

вает, что подавляющее большинство людей одобряют развитие ветроэнергетики и готовы мириться с вторжением ветроустановок в привычный пейзаж. При этом рекомендуется применять следующие подходы к проектированию ВЭС:

– для комплектации ВЭС использование установок одного типа и размера, что дает возможность устанавливать ВЭУ через одинаковые промежутки, удовлетворяя тем самым основные эстетические запросы;

– проведение компьютерного моделирования с различными вариантами расположения ветроустановок до начала строительства позволяет выбрать вариант наиболее приятный для обозрения.

Шум. Шум, производимый ветроустановками, является главным негативным фактором ВЭС. Основные источники акустического шума ВЭУ — гондола, ступица ветроколеса (ВК), лопасти и башня (мачта). Существенное значение могут иметь резонансные колебания (особенно для ВЭУ с переменной частотой вращения ВК), шумы мультипликатора и эффективность применяемых шумопоглощающих (шумоизолирующих) элементов.

Например, в лаборатории инженерной механики MITI (Ибараки, Япония) были проведены исследования акустических характеристик ВЭУ мощностью 15 кВт с ветроколесом диаметром 15 м при скорости ветра 8 м/с. Ось вращения ВК — горизонтальная, на высоте 14,7 м. Редуктор содержит мультипликатор (зубчатые шестерни) и коническую зубчатую передачу. Вал генератора расположен вертикально в цилиндрической металлической башне, имеющей фланцевые соединения на высотах 1,0, 6,5, и 13 м от ее основания.

Измерения собственных частот башни и акустических характеристик работающей ВЭУ показали, что имеют место флуктуации уровня шума, обусловленные крутильными колебаниями вала ВК. Эти колебания вала передачи возникают при малых нагрузках. Кроме того, обнаружено, что частоты колебаний зубчатых передач могут оказаться в резонансе с частотами собственных колебаний башни. В результате возникают значительные вибрации.

В качестве другого примера могут служить результаты исследований акустического шума двух крупных ВЭУ мощностью 2 и 3 МВт. Основной источник шума этих ВЭУ — мультипликатор. Факторами, определяющими уровень его шума, считаются тип передачи, условия работы, конструкция, рабочие характеристики, размещение. Уровень акустического шума планетарной передачи, обычно применяемой для таких ВЭУ, может быть приблизительно рассчитан по эмпирической формуле в функции передаваемой мощности. Другие источники шума, такие, как генератор, гидравлическое оборудование и лопасти, легко поддаются контролю известными методами.

Результаты измерений уровней шума, излучаемого различными частями ВЭУ, показывают их относительную значимость: гондола — 55, ступица — 47, ло-

пасти — 49, башня — 29 дБА. Измерения проводились в точке на уровне земли в 115 м от башни по направлению ветра. Как видно, сравнительно сильное излучение идет от ступицы ВК. Это обусловлено тем, что она является внешней частью рабочего подшипника и выполнена из стали. Излучение от башни относительно невелико, так как она была изготовлена из армированного бетона. Следует отметить, что при логарифмическом сложении указанных составляющих суммарный шум 56 дБ(А) определяет наиболее интенсивная составляющая.

Вышеприведенные примеры измерений шума относятся к относительно устаревшим образцам прошлого века. Более современные ветроустановки не имеют мультипликатора, в конструкциях их гондол используются эффективные звукоизолирующие и звукопоглощающие материалы. Основной составляющей шума таких ВЭУ является аэродинамический шум, производимый лопастями ветроустановок. Его низкочастотные составляющие (1–5 Гц) были проблемой для некоторых ранних проектов ветроустановок, поскольку они отрицательно сказывались на живых организмах. Однако этот недостаток преодолен 25–30 лет назад инженерными решениями. Аэродинамический шум может быть снижен соответствующим профилированием лопастей, подбора скорости вращения ветроколеса и механизма его ориентации на ветер.

В табл.6.3 и на рис. 6.1 приведены данные о шумовых характеристиках ветроустановок малой мощности.

В табл.6.4 — данные о шумовых характеристиках ВЭУ средней мощности, а в табл.6.5, 6.6 и рис.6.2 — большой мощности, включая зависимости от скорости ветра.

Таблица 6.3

Шум ВЭУ малой мощности у основания мачты

ВЭУ	Диаметр ВК, м	Мощность, кВт	Звуковая мощность при ветре 8м/с, дБА
Ampair 100	0,91	0,1	80
Air 403	1,17	0,4	80
Whisper H40	2,13	0,9	85
BWC 850	2,44	0,85	92
Calorius	5,0	4,6	88
Gaia	7,0	6,5	88
Genvind	12,6	23,7	103
Kolibri	12,8	19,1	107
Furldnder	13,0	30,0	93
Gaia	13,0	11,6	89
Pitchwind	14,0		92

Источник: Wind-Works.org.

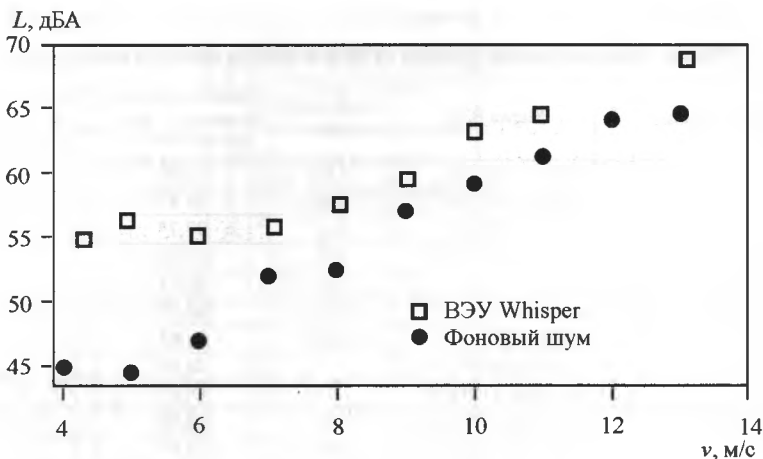


Рис. 6.1. Зависимость уровня шума ВЭУ Whisper 40 от скорости ветра на расстоянии 10 м от основания мачты на уровне земли (Источник: Wind Turbine Noise Issues. A white paper prepared by the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst Amherst, MA 01003)

Для сравнения в табл.6.7 приведен уровень шума от различных устройств. Из сравнения этих характеристик ясно, что шумовые характеристики от ВЭУ примерно такие же, как у газонокосилки, стереомузыки, движения автомобилей на автостраде.

В зависимости от места расположения ВЭС от населенного пункта и ландшафта местности (холмы, леса и прочие препятствия) расстояния, приведенные на рис.6.3, могут оказаться существенно меньшими.

Относительно нормирования шума ВЭУ необходимо отметить следующее. В настоящее время в мировой практике действуют различные документы, определяющие методики измерения шумовых характеристик ВЭУ для их сертификации. Эти документы изданы International Energy Agency (IEA), American Wind Energy Association (AWEA), International Electrotechnical Commission (IAC) и Commission of the European Communities (CEC). В качестве примеров можно привести следующие документы:

1. American Wind Energy Association Standard: Procedure for Measurement of Acoustic Emissions From Wind Turbine Generator Systems, Part 1 - 2.1 (AWEA, 1989).

2. International Electrotechnical Commission IEC 61400-11 Standard: Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques (IEC, 2001). МЭК 61400-11:2002 (Е).

3. International Energy Agency: Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 4. Acoustics Measurements of Noise Emission from Wind Turbines, 3. Edition 1994.

Обобщенные шумовые данные ветроустановок средней мощности

Производитель	Марка ВЭУ	Мощность, кВт	Уровень звуковой мощности у основания башни, дБ	Расстояние на котором уровень звукового давления равен 45 дБ
Bonus Energy A/S	150 kW MK III	150	93,9*	100
	KOMBI 300 kW	300	95,8*	125
	450 kW MK III	450	97,7*	155
Carter Wind Turbines	CWT Model 300	300	102,0*	
Enerkon	E-40/500	500	98,7*	
The Fuhrlander	AstOs 100	100	95,0*	
	AstOs 500	250	98,0*	
GET	GETDANWIN27	225	98,0*	
Kano Rotor	KanoRotor 30 kW	30	87,0*	
H.J.Krogmann	Krogmann 15/50	50	96,0*	
Lagerwey	Lagerwey 18/80	80	91,0*	
	Lagerwey 27/250	250	98,7*	
MADE	MADE AE-30	330	57,0*	
MICON A/S	M570-200/40kW	200	97,0*	145
	M700-225/40kW	225	96,9*	
	M530-250/50kW	250	95,9*	126
	M750-400/100kW	400	99,8*	190
	M1500-600/150kW	600	99,9*	
Nedwind	Nedwind 25	250	95,0*	
	Nedwind 40	500	97,5**	
Nordex Energi A/S	Nordex 150 kW	150	99,0	177
Nordtank Energy Group	NTK 150/25	150	97,8 (94,9*)	145
	NTK 300/31	300	98,4*	166
	NTK 500/37	500	98,7 (99,7*)	171
Seewind	Seewind 20/100	110	95,4*	
Sudwind	Sudwind N 3127	270	99,5*	
TACKE	TW 600	600	99,0*	
Vestas Wind Systems A/S	V27-225 kW	225	97,0*	140
	V29-225 kW	225	97,8*	
	V39-500 kW	500	97,8*	210
Vergnet	GEV 7.10	10	51,0*	
	GEV 10.25	25	54,0*	
Wind World A/S	W-2700/150	150	96,8*	143
	W-2800/150	150	95,0	114
	W-2500/220	220	98,0*	
	W-3700/500	500	99,7*	190
Wincon West Wind A/S	W200/26	200	99,6 (95,3*)	194
WindMaster	MW 300/25	300	99,0*	
Wind Energy group	NS3-400H	400	101,5*	
Wind Technik Nord	WTN 200/26	200	98,0*	
	WTN 500/37	500	100,0*	
Zephyr Energy	Zephyr WTS28.250	250	94,0*	

* Замеры производились при скорости ветра 8 м/с. ** Замеры производились при скорости ветра 7 м/с.

Таблица 6.5

Шумовые характеристики ветротурбин большой мощности по данным испытательных лабораторий Германии

Скорость ветра, м/с	ENERCON E-40/6,44 600 кВт Д 44 м	RE power 48/600 600 кВт Д 48,4 м	NORDEX N 50 800 кВт Д 50 м	Vestas V 52/850 kW 850 кВт Д 52 м	NEG Micon NM 52/900 900 кВт Д 52,2 м	De Wind D 6/1000 kW 1000 кВт Д 62 м	ENERCON E-58/10, 58 1000 кВт Д 58,6 м	NEG Micon NM 60/1000 1000 кВт Д 60 м	NORDEX N 60 1300 кВт Д 60 м	GE Wind Energy GEWE 1,5 s 1500кВт Д 70,5 м	GE Wind Energy 1,5 sl 1500кВт Д 77 м
6	97,4	96,1	—	98,8	98,2	96,3	95,1	95,4	98,6	101,5	102,4
7	98,9	97,1	—	100,0	99,7	97,4	97,2	96,4	99,6	102,5	103,8
8	99,9	98,3	99,9	101,1	100,7	98,3	99,4	97,9	100,8	103,3	104,0
9	100,5	99,7	—	101,5	101,8	98,8	100,8	100,1	102,4	103,9	104,0
10	100,6	99,9	—	101,0	102,5	—	—	100,7	104,1	—	—

Продолжение табл. 6.5

Скорость ветра, м/с	NEG Micon NM 64C/1500 1500 кВт Д 64 м	NEG Micon NM 72C/1500 1500 кВт Д 72 м	SÜDWIND S 70 1500 кВт Д 70 м	SÜDWIND S77 1500 кВт Д 77 м	RE power MD 70 1500 кВт Д 70 м	RE power MD 77 1500 кВт Д 77 м	Vestas V 66/1,75 MW 1750 кВт Д 66,8 м	ENERCON E-66/18,7 1800 кВт Д 70 м	Vestas V 80/2MW 2000 кВт Д 80 м	NORDEX N 80 2500 кВт Д 80 м	NEG Micon NM 82/1500 1500 кВт Д 72 м
6	98,8	99,6	98,5	99,3	96,9	99,4	101,0	—	101,1	102,5	101,9
7	99,3	100,8	100,8	101,3	99,6	101,0	101,9	—	102,2	402,9	103,7
8	99,9	102,1	102,1	102,3	101,4	102,8	102,2	101,2	102,2	103,4	105,0
9	101,0	103,7	102,6	—	102,5	(8,2) 103,3	102,6	102,7	102,3	103,7	—
10	102,1	104,2	—	—	102,7	—	103,3	102,9	102,7	403,9	—

Источник: BWE Windenergie, 2003.

Шумовые характеристики ветротурбин большой мощности фирмы Vestas

Скорость ветра, м/с	Тип ветротурбин													
	Мощность звука, таб А, (Номинальная скорость ветра, м/с)													
	V 90 3,0 МВт (15 м/с)	V 100 2,6 МВт (-)	V 80 2,0 МВт (16 м/с)	V 90 2,0 МВт (12 м/с)	V 90 1,8 МВт (13 м/с)	V 100 1,8 МВт (12 м/с)	V 90 2,0 МВт (13,5 м/с)	V 100 2,0 МВт (12,5 м/с)	V 80 2,0 МВт (14,5 м/с)	V 90 1,8/2,0 МВт (13/13,5 м/с)	V 100 1,8 МВт (12 м/с)	V 104 7,0 МВт (15 м/с)	V112 3,0 МВт (13 м/с)	V 112 3,0 МВт (12,5 м/с)
3		96,7				94,0		94,0			94,0		94,7	96,0
4	97,9	98,1	94,0	95,6	95,6	96,2	95,6	96,0	94,0	95,6	95,9	102,1	97,3	97,5
5	100,9	101,2	99,3	99,8	99,8	100,1	99,8	100,1	99,3	99,8	100,1	104,6	100,9	100,9
6	104,2	104,3	103,0	102,8	102,8	103,9	103,5	103,8	103,0	103,0	103,8	107,6	104,3	104,4
7	106,1	104,4	104,5	103,7	103,7	105,0	105,0	105,5	104,5	104,0	106,0	110,4	106,0	107,5
8	107,0	104,2	105,2	104,0	104,0	105,0	105,5	105,5	105,2	104,0	106,0	112,0	106,5	107,5
9	106,9	104,1	105,2	104,0	104,0		105,5		105,2	104,0	106,0	112,0	106,5	107,5
10			105,2	104,0	104,0				105,2	104,0	106,0	112,0		

Источник: «This is for you. Our complete product portfolio». Vestas 08/2011.

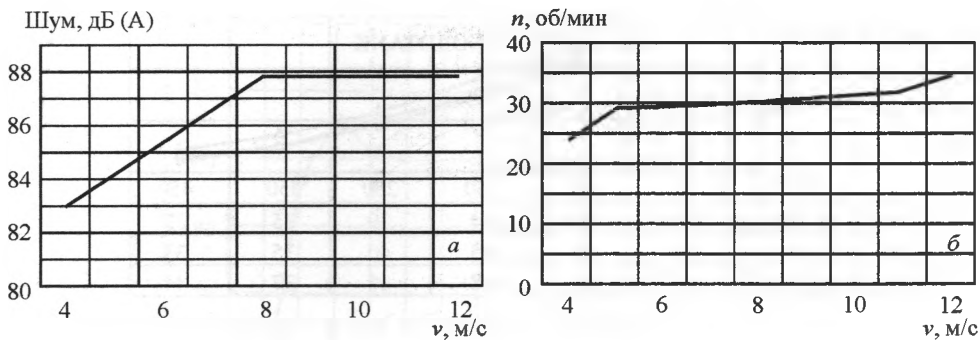


Рис. 6.2. Зависимость уровня мощности шума (а) и скорости вращения (б) от скорости ветра ветротурбины V 80 – 2,0 МВт Vestas

Т а б л и ц а 6.7

Уровень шума от различных устройств, дБ

Взлет реактивного самолета	140–120	Машинописное бюро	70
Пневматический перфоратор	100	Офис	60
Механическая обработка деталей	100	Столовая	50
Шум у основания башни мощных ветроустановок	95–100	Работа холодильника	40
Тоже, на расстоянии 200 м	40–45	Ночной шум	30
Газонокосилка	90	Шепот	20
Стереомузыка	90	Листопад	10
Движение автомобилей на автостраде	70–80		

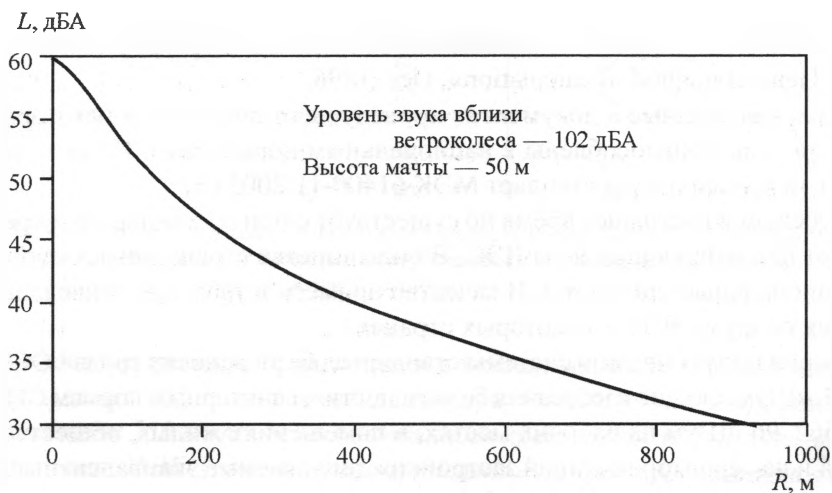


Рис. 6.3. Зависимость уровня шума современной ВЭУ от расстояния от основания башни на уровне земли (Источник: Wind Turbine Noise Issues. A white paper prepared by the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst Amherst, MA 01003)

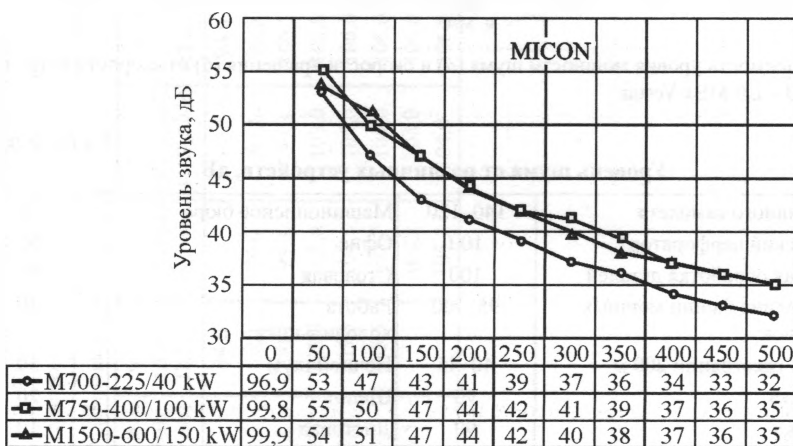
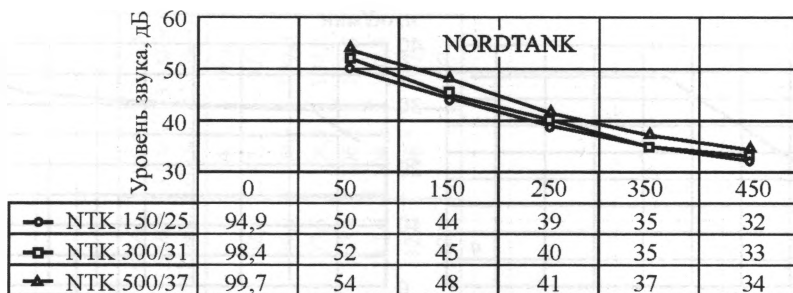


Рис. 6.4. Зависимость уровня шума от расстояния от основания башни

4. ISO 9613-2 — «Acoustics-Attenuation of sound during propagation outdoors - Part 2: General method of calculation», Dec. 1996.

Однако изложенные в документах процедуры отличаются, в некоторых деталях, так как приспособлены к национальным нормативам. Нами за основу принят международный стандарт МЭК 61400-11:2002 (Е).

За рубежом в настоящее время не существует единых стандартов и требований, регламентирующих шум ВЭС. В большинстве стран, однако, существуют национальные стандарты. В качестве примера в табл. 6.8 приведены требования по шуму ВЭУ в некоторых странах.

В России по требованию системы стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1 003-83. «Шум. Общие требования безопасности», санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допускаемые эквивалентные уровни звука находятся в диапазоне 50–80 дБА. В качестве основы для изложенной ниже рекомендации в приложении 6.1. приведены требования по шуму в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

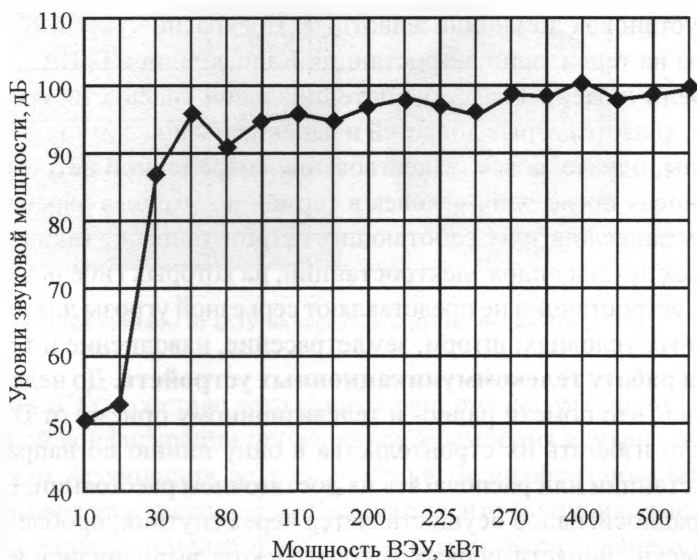


Рис. 6.5. Зависимость уровня звуковой мощности у основания башни от мощности ВЭУ различных фирм

Т а б л и ц а 6.8

Требования по допустимому уровню шума ВЭУ в некоторых Европейских странах

Страна	Промышленная зона, дБА	Смешанная зона, дБА	Жилые кварталы, дБА	Спальные районы, дБА
Дания	—	—	40	45
Германия				
день	65	60	55	50
ночь	50	45	40	35
Голландия				
день	—	50	45	40
ночь	—	40	35	30

Источник: Wind Turbine Noise Issues. A white paper prepared by the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst Amherst, MA 01003.

На основании данных, приведенных в указанных выше приложениях, может быть дана следующая рекомендация: *при расположении ветроустановки на расстоянии 250 м от места постоянного пребывания людей уровень шума не превышает 45 дБ (уровень шума холодильника на кухне), что является вполне приемлемым для жизнедеятельности людей.*

Угроза гибели животных. В связи с отсутствием низкочастотных составляющих шума от современных ветроустановок, угроза жизни животных отсутствует. Обычная картина для ветростанций Европы — спокойно пасущиеся

между ветроустановок домашние животные. Прекрасно чувствуют себя грызуны и койоты на территории ветростанций Калифорнии и США.

Угроза гибели людей. В качестве потенциальной опасности, грозящей гибелью людям, является отрыв лопастей и падение башни. Хотя такие случаи и зафиксированы, однако за все существование современной ветроэнергетики от ветроустановок погиб один человек в Германии. Это был парашютист, которого ветром занесло в зону работающих ветроустановок. Таким образом в отличие от всех других видов электростанций, на которых гибель людей явление нередкое, ветростанции не представляют серьезной угрозы для людей даже в экстремальных условиях: шторм, землетрясение, наводнение и т.д.

Влияние на работу телекоммуникационных устройств. До недавнего времени считалось, что помехи радио- и телевизионному приему от ВЭУ незначительны, если избегать их строительства в одну линию по направлению к передающей станции или располагать на достаточном расстоянии. Если передача теле- и радиосигналов осуществляется через спутник, проблема отпадает автоматически. Лопастей первых ветроагрегатов выполнялись из металла или дерева. Металлические лопасти отражают радио- и телевизионные сигналы, а деревянные — поглощают их. Из-за малого количества подобных агрегатов и их небольших размеров они не рассматривались как помеха для радио- и телесигналов. С ростом мощностей и размеров ВЭУ их лопасти почти повсеместно выполняются из стекловолокна, без каких-либо металлических включений, и поэтому они полупрозрачны для теле- и радиосигналов. С дальнейшим увеличением размеров и мощностей ВЭУ до 1 МВт и более для защиты лопастей от ударов молнии внутри лопастей стали закладываться алюминиевые проводники довольно значительного сечения, по которым ток при ударе молнии уходит в землю. Такие лопасти становятся своего рода зеркалами для проходящих радио- и телесигналов.

Помехи, вызванные отражением электромагнитных волн лопастями ветровых турбин, могут сказываться на качестве телевизионных и микроволновых радиопередач, а также на работе различных навигационных систем в районе размещения ветрового парка ВЭС на расстоянии нескольких километров. ВЭУ становится препятствием для сигналов военных радаров. Например, в Великобритании усилились требования по ограничению строительства ветропарков вдоль побережий. В Норвегии, по оценкам экспертов, учет требований военных приведет к снижению потенциальных ветроэнергоресурсов на 50 %. Узко направленный электромагнитный луч радара «видит» все препятствия, включая дома, деревья и, конечно, ветроустановки. Но зона позади ротора ВЭУ невидима для военных мониторов. Для уменьшения или полного устранения этого явления отдел развития фирмы Епегсоп совместно с Европейской компанией по противовоздушной и космической обороне изучают вопросы как

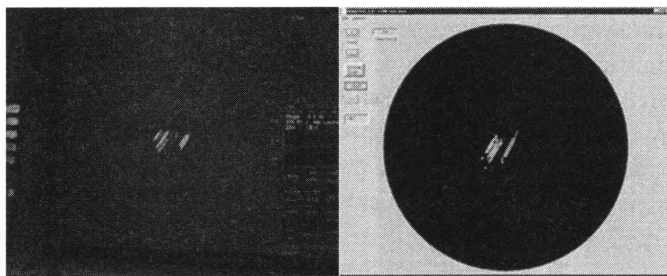


Рис.6.6. Отраженные сигналы от ВЭУ на экране радара (Источник: Bwea.com)

размещения ВЭУ в составе ветропарков рациональным образом, так и поиска оптимальной конфигурации проводников заземления внутри лопастей ВЭУ.

По данным Ассоциации ветроэнергетики Великобритании (BWEA), авиадиспетчеры вот уже несколько лет жалуются, что стационарные ВЭУ появляются на их радарах и мешают не только самим фактом своего присутствия, но и за счет создания так называемых «теней», которые на экране отображаются, как длинные черточки (рис.6.6). В этих «тенях», которые достигают нескольких сотен метров, радиолокационная станция не может больше обнаружить никаких объектов. Сигнал от ВЭУ может иметь разную силу в зависимости от погодных факторов, угла поворота и частоты вращения ветроколеса.

В Великобритании в рамках осуществления государственной программы по возобновляемым источникам энергии было проведено серьезное научное исследование электромагнитного взаимодействия ВЭУ и авиационных радаров. По заказу Департамента торговли и промышленности исследование провели специалисты фирмы QinetiQ, которая традиционно занимается научными исследованиями для министерства обороны Великобритании.

Согласно программе упомянутого исследования, проведены многократные замеры электромагнитного сигнала от английских ветропарков с помощью нескольких радарных установок, работающих на частоте 1 ГГц (длина волны 3 см), 3 ГГц (длина волны 1 см) и 10 ГГц (длина волны 3 мм). Радары с более высокой рабочей частотой обеспечивают большее разрешение, однако объект на дисплее такого радара может отображаться одновременно в нескольких рабочих ячейках («смазываться»). Кроме того, эксперты построили компьютерные модели ветряных турбин (см. рис.6.7) и создали специальное программное обеспечение WHIRL, способное оценивать уровень отраженного сигнала еще на стадии проектирования ВЭУ.

Оказывается, появление помех на радарах обусловлено влиянием нескольких ключевых факторов, которые нужно учитывать при конструировании будущих ветроэлектростанций. В частности, это форма ветроустановки. Если

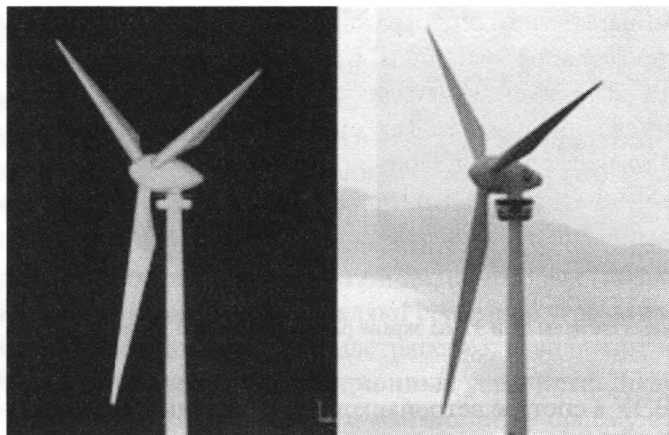


Рис. 6.7. ВЭУ (справа) и ее компьютерная модель (слева) (Источник: Wwea.com)

тщательно подойти к дизайну, то уровень отраженного электромагнитного сигнала может быть эффективно минимизирован.

Типичная ветроэнергетическая установка состоит из опоры, ротора и трех лопастей. Хотя на радаре обычно не отражаются неподвижные объекты, однако самые мощные сигналы все-таки проходят через фильтры, тем более, что во время работы ВЭУ опора вибрирует.

Например, стандартная опора ветроустановки производства фирмы Enercon имеет ЭПР (эффективная поверхность рассеяния) 100 м^2 (20 дБ/см), что превышает ЭПР большого самолета (см. рис.6.8).

Компьютерное моделирование в программе WHIRL показывает, что если придать опоре коническую форму (используемую в конструкции современных ВЭУ), так, чтобы она сужалась кверху под углом 2° , то ЭПР снижается до 10 м^2 . При этом изменение (в допустимых пределах) высоты и диаметра опоры не оказывает существенного влияния на уровень сигнала.

Лопастя турбины могут иметь искривленную или плоскую форму. По мере их вращения сила отраженного сигнала сильно меняется, так что сигнал на радаре может то появляться, то исчезать. Если лопасти имеют искривленную

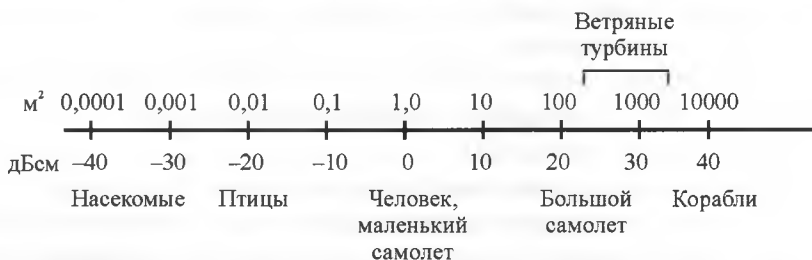


Рис. 6.8. Эффективная поверхность рассеяния различных объектов (м²/дБ·см) (Источник: Wwea.com)

форму (ВЭУ «Enercon»), то они отражают радиоволны во все стороны, а ЭПР колеблется в пределах от 2 до 160 м^2 в зависимости от фазы поворота. Плоские же лопасти (ВЭУ «Vestas») создают ЭПР от 0,003 до 12600 м^2 .

В реальных условиях важным фактором, который влияет на силу отраженного сигнала, является угол поворота рабочей плоскости ветроколеса ВЭУ относительно антенны радара. При современном дизайне лопастей максимальный сигнал возникает на углах $\pm 45^\circ$ и $\pm 135^\circ$, а минимальный — на 0° , $\pm 90^\circ$ и 180° . С помощью системы WHIRL были получены многочисленные графики уровня отраженного сигнала на частотах 1,5 ГГц и 3 ГГц, в зависимости от угла поворота рабочей плоскости ветроколеса и формы лопастей. Кроме того, проведены расчеты зависимости уровня сигнала от атмосферной влажности — в течение пяти дней было проведено 250 полевых измерений в различных погодных условиях на расстоянии 3,45 км от турбины.

Исследования показали, что отраженный сигнал можно направить в сторону от радара (если знать местонахождение последнего), но сила сигнала при этом остается неизменной. Выход — в применении специальных абсорбирующих материалов, которые поглощают радиочастотное излучение. Фактически, рекомендуется использовать технологии stealth, подобные тем, которые применяют в производстве военных истребителей. Как известно, с целью минимизации ЭПР на корпус самолета наносится специальное антирадарное радиопоглощающее покрытие.

Кроме применения абсорбирующих материалов, специалисты фирмы QinetiQ рекомендуют разработчикам ВЭУ следить за радиочастотным излучением, использовать компьютерное моделирование для определения уровня отраженного сигнала и выработать стандартную систему для проверки всех новых установок. В свою очередь, от авиационных служб ожидается совершенствование фильтров радаров, чтобы они автоматически подавляли помехи от ВЭУ.

На основании вышеизложенного дается следующая рекомендация: *для уменьшения влияния ВЭУ на радио и телевизионную связь необходимо располагать ВЭС на расстоянии, исключающем их влияние на работу радио- и телекоммуникационных систем, использовать при производстве лопастей радиопоглощающие покрытия.*

Требования воздушного транспорта. Можно отметить два аспекта влияния ВЭУ на работу воздушного транспорта:

а) ВЭУ являются препятствиями аналогично высоким зданиям и сооружениям;

б) ВЭУ влияют на системы коммуникации, навигации и наблюдения, в частности, на работу РЛС, используемых в аэронавигации.

Первый из них вызывает требования авиации к размещению ВЭУ вблизи аэродромов, безопасной высоте полетов, оснащению ВЭУ маркирующими и

сигнализирующими устройствами и нанесения ВЭУ на карты, второй налагает требования к безопасному размещению ВЭУ относительно РЛС.

В настоящее время не существует единых нормативных документов, регламентирующих влияние ВЭУ на воздушный транспорт. В приведенной ниже табл.6.9 обобщены требования некоторых европейских стран.

Следует отметить, что стандарт ИКАО следующим образом регламентирует расположение ВЭУ относительно РЛС. Для активных РЛС безопасный наклон на ВЭУ (отношение высоты ВЭУ к расстоянию от РЛС) составляет 1/100, для РЛС наблюдения с активным ответом — 1/200, для вспомогательного аэронавигационного оборудования — 1/50.

Существенно отличаются в различных странах требования к маркировке и установке световой сигнализации.

В Дании для ВЭУ с высотой ниже 100 м не требуется маркировки и осветительных огней, для ВЭУ с высотой от 100 до 150 м требуется:

- конец лопасти (1/7 часть) должен быть красным (дневная маркировка);
- на верхнем конце мачты на стороне гондолы генератора должны быть установлены два красных мигающих заградительных сигнала, так, чтобы они были видны в горизонтальной плоскости (ночная маркировка);
- все ВЭУ в больших ветропарках должны иметь маркировку, причем установки в углах и на внешних сторонах ветропарка должны иметь огни со средней интенсивностью, а остальные ВЭУ — огни с низкой интенсивностью.

В Германии концы лопастей ВЭУ должны маркироваться красными полосками. Если ВЭУ расположена в пределах 5 км от летного поля, на лопасти наносятся дополнительные красные полосы. Альтернативным вариантом является установка на верхней части мачты белых мигающих сигналов.

Таблица 6.9

Требования некоторых европейских стран регламентирующих влияние ВЭУ на воздушный транспорт

Страна	Безопасное расположение ВЭУ для гражданской авиации		Безопасная высота полетов	Высота ВЭУ при нанесении на карту	Маркировка и сигнализация
	аэродромные РЛС	другие			
Великобритания	30 км	34 км для системы посадки, 30 км для других	Не ниже 250 фт (76 м)	Более 300 фт (91 м)	Требования разрабатываются
Дания	Стандарт ИКАО	Стандарт ИКАО	Не ниже 100 м	Более 100 м	Национальный стандарт
Германия	Стандарт ИКАО	Стандарт ИКАО	Не ниже 1000 м	Более 100 м	Национальный стандарт
Голландия	Стандарт ИКАО, для ВЭУ с высотой более 150 м — 30км	Стандарт ИКАО	Не ниже 1200 фт (366 м)	Более 300 фт (91 м)	Стандарт ИКАО для высоких сооружений

Источник: Bwea.com

В ночное время стандарты Германии требуют для ВЭУ с высотой мачты более 100 м устанавливать на верхнем конце мачты красного мигающего сигнала с низкой интенсивностью. Если длина лопастей ВЭУ больше 15 м, интенсивность и частота сигнала должна быть больше.

В Голландии маркировка и освещение ВЭУ определяется стандартами ИКАО для высоких строений. Если высота мачты ВЭУ меньше 91 м и она не расположена вблизи аэродромов или зон с низкими полетами военной авиации, маркировка и освещение не требуется.

На строениях с высотой от 91 до 230 м должны быть установлены ограждающие сигналы с низкой интенсивностью, если эти строения находятся в пределах 120 м от автомобильных дорог.

На основании вышеизложенного дается следующая рекомендация: *для исключения влияния ВЭУ на работу воздушного транспорта необходимо разработать требования безопасного расположения ВЭУ относительно гражданских и военных аэродромов, оснащения ВЭУ соответствующими маркирующими и сигнализирующими устройствами.*

6.4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

6.4.1. Общая оценка

Ветроэнергетика предотвращает:

- вторжение в среду обитания при строительстве шахт (уголь, уран), бурении (природный газ, нефть), прокладке трубопроводных систем (газ, нефть, продукты переработки нефти). Некоторые из этих вторжений носят локальный характер, а некоторые распространяются на многие сотни и тысячи километров;
- вторжение в среду обитания путем загрязнения воздуха и воды: кислотные дожди, смог, тяжелые металлы, грязная вода при бурении скважин;
- вторжение в среду обитания через глобальное потепление из-за сжигания используемого топлива и эмиссии CO_2 ;
- вторжение в среду обитания путем теплового загрязнения воды (сброс охлаждающей воды от атомных и тепловых электростанций);
- вторжение в среду обитания путем затопления территорий и изменения режима течения рек на крупных гидростанциях;
- вторжение в среду обитания: загрязнение окружающей среды на стадии добычи, транспортирования и переработки угля.

Таким образом, ветроэнергетические установки при производстве электроэнергии не загрязняют ни воздух, ни воду, ни землю и не производят опасных отходов. Они не истощают природные ресурсы, такие как уголь, нефть, газ и не являются причиной загрязнения природы, имеющего место при добыче и

транспортировке топлива. Свободная от загрязнений ветровая энергия может снизить ущерб окружающей среде, наносимый топливной энергетикой в России и во всех странах мира.

Диоксид серы и окислы азота вызывают кислотные дожди, которые наносят ущерб лесам и живущим в них представителям дикой природы. Многие озера на северо-востоке США стали биологически мертвыми, из-за различных форм загрязнения. Кислотные дожди приводят к коррозии зданий и другой инфраструктуры, такой как мосты. Окислы азота (которые образуются и при чистом сгорании природного газа) также являются первичным компонентом для образования смога.

Диоксид углерода (CO_2) парниковый газ, имеет решающий вклад в глобальном потеплении благодаря отражению солнечного излучения, превращая землю в теплицу.

США с 5 % от мирового народонаселения эмитирует 23 % мировых выбросов CO_2 . Генерация парниковых газов является не только причиной роста средней температуры, но вызывает увеличение негативных погодных условий, в частности, суровых засух.

Особое беспокойство вызывает влияние на здоровье.

В настоящее время воздух с вредными веществами вносит решающее влияние в заболевания астмой у детей в промышленно развитых и развивающихся странах.

Также городской смог связан с малым весом новорожденных, мертворожденными детьми и детской смертностью. В США исследованиями документально подтвержден этот эффект даже в городах с новейшими системами контроля загрязнений. Токсичные тяжелые металлы аккумулируются в окружающей среде и внедряются в биологическую цепь производства продуктов питания.

Указанное выше негативное влияние топливной энергетике в странах Европейского Союза привело к появлению (social cost) дополнительной стоимости электроэнергии от топливной энергетике

Получаемые средства идут на компенсацию ущерба, причиняемого топливной энергетикой здоровью людей и имуществу. Разумеется, что электроэнергия, выработанная на ВЭС, свободна от этого налога.

6.4.2. Определение объемов предотвращения загрязнения среды обитания человека вредными выбросами

Количественная оценка предотвращения вредных выбросов от тепловой энергетике благодаря выработке электроэнергии на ВЭС может быть проведена по данным конкретной электростанции в зоне строительства ВЭС или на основании данных в табл.6.10–6.12.

Т а б л и ц а 6.10

Усредненные данные по удельной эмиссии газов от топливной энергетики США

Вид газа	Удельные значения гр/кВт.ч при использовании топлива			
	уголь	природный газ	нефть	среднее
Диоксид углерода, CO ₂	967	468	708	690
Диоксид серы, SO ₂	6,1	0,0032	3,1	3,63
Окислы азота, NO _x	3,45	0,82	0,95	2,22

Т а б л и ц а 6.11

Данные по удельным выбросам от угольных станций Дании

Вид загрязняющих веществ	Удельные значения, гр/кВт ч
Диоксид углерода, CO ₂	750–1250
Диоксид серы, SO ₂	5–8
Окислы азота, NO _x	3–6
Шлак и летучая зола	40–70
Частицы	0,4–0,7

Т а б л и ц а 6.12

Средние удельные значения вредных выбросов от топливных электростанций России

Вид загрязняющих веществ	Удельные значения, гр/кВт ч при использовании топлива		
	нефть с 1 % серы	уголь с 1 % серы	природный газ
Диоксид углерода, CO ₂	738	1142	547
Диоксид серы, SO ₂	4,7	1,4	—
Окислы азота, NO _x	2,3	4,0	1,8
Зола и шлак	—	52	—
Летучая зола	—	0,33	—

Значения вредных выбросов, указанных в табл.6.12, следует использовать при оценке экологических преимуществ ВЭС, если неизвестны конкретные данные топливных электростанций в зоне строительства ВЭС.

6.4.3. Использование воды

Использование воды — значительная проблема в производстве электрической и тепловой энергии, особенно в местах, где вода в дефиците, в то время как топливные и атомные электростанции используют значительные объемы воды для охлаждения конденсатора в термодинамических циклах, использование воды на ВЭС незначительны. Для угольных электростанций вода используется также для очистки и обработки топлива.

По данным Калифорнийской Энергетической Комиссии США безвозвратные потери воды на топливных электростанциях США указаны в табл.6.13.

Безвозвратные удельные потери воды на топливных электростанциях США и на ВЭС

Вид электростанции	Расход воды, литров/ кВт·ч
АЭС	2,3
Угольная	1,9
На нефти и нефтепродуктах	1,6
Комбинированная газовая	0,95
Ветровая	0,004
Фотоэлектрическая	0,11

Вода на ветро и фотоэлектростанциях используется для промывки лопастей, и очистки фотопанелей.

Таким образом, потребление воды на ВЭС в 475 раз меньше чем на АЭС, около 400 меньше, чем на угольных станциях и 275 раз меньше, чем станциях на газе.

6.4.4. Потребность в земле

На этот вопрос нет однозначного ответа. Рассмотрим два крайних случая. Первый — строительство одной-двух установок индивидуального владельца на пахотной земле. На одну установку в этом случае требуется площадка под фундамент ВЭУ и под дорогу к ней.

Для ВЭУ мощностью 500 кВт под фундамент, включая комплектное трансформаторное устройство, достаточно площади $20 \times 20 = 400 \text{ м}^2$, под дорогу шириной 5 м и длиной 300 м требуется площадь 1500 м^2 . Удельная площадь составит $3,8 \text{ м}^2/\text{кВт}$. Вся оставшаяся площадь может использоваться для огородничества или животноводства, как это обычно делается в Дании и других странах Европы.

Второй случай — строительство ВЭС мощностью 50 МВт. ВЭУ единой мощностью 500 кВт. Количество установок 100 штук.

Если вероятность направления скорости ветра («роза ветров») примерно одинакова по всем румбам, то ВЭУ должны располагаться на расстоянии друг от друга равном 10 диаметрам ротора, который для принятых в примере ВЭУ равен 40 м.

В этом случае площадь под ВЭС будет равна: $99^2 \cdot 100 \cdot 40^2 = 9801 \cdot 100 \cdot 1600 = 156816 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ или 156816 га. Удельная площадь составит $31363,2 \text{ м}^2/\text{кВт}$.

Следует иметь в виду, что практически всегда имеется возможность для больших ВЭУ выбирать земли, непригодные для хозяйственной деятельности. Если же под ВЭС занимают плодородные земли, то они могут использоваться для растениеводства и животноводства. В этом состоит коренное отличие землеотвода под ВЭС от землеотвода под тепловые станции и гидроэлектростанции.

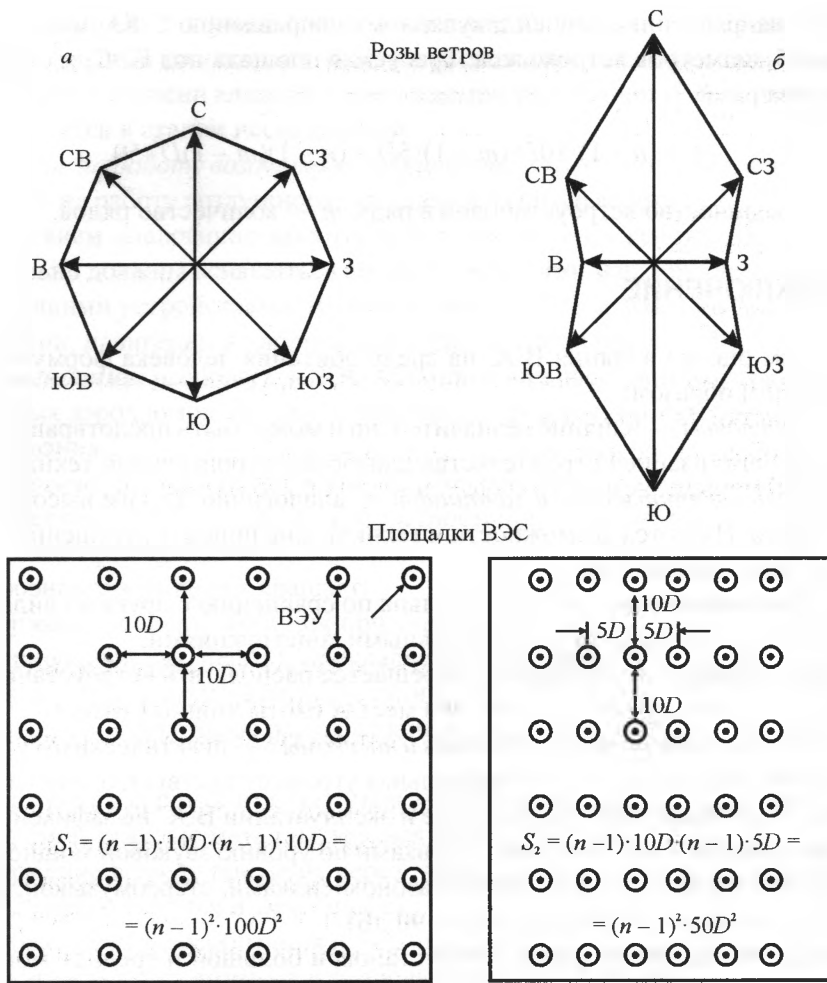


Рис. 6.9. Зависимость площади, занимаемой ВЭС, от распределения скоростей ветра по направлениям по 8 румбам (розы ветров)

На рис. 6.9 показана зависимость площади, занимаемой ВЭС, от распределения скоростей ветра по направлениям по 8 румбам (розы ветров).

На рис. 6.9, *a* — расположение ветроагрегатов при равномерном распределении скорости ветра. Расстояние между ветроагрегатами должно быть не менее 10 диаметров ветроколеса. При этом общая площадь, м², равна:

$$S = (n - 1) \cdot 10D \cdot (m - 1) \cdot 10D = (n - 1)(m - 1)D^2 \cdot 100.$$

На рис. 6.9, *б* — расположение ветроагрегатов при преимущественном распределении скорости ветра по двум направлениям С-Ю. Расстояние между

ВЭУ по направлению, перпендикулярному направлению С-Ю, можно сократить до 5 диаметров ветроколеса. Требуемая площадь под ВЭС, m^2 , сокращается в два раза:

$$S = (n - 1) \cdot 10D \cdot (m - 1) \cdot 5D = (n - 1)(m - 1)D^2 \cdot 50,$$

где n — количество ветроустановок в ряду, m — количество рядов.

6.5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В целом оценка влияния ВЭС на среду обитания человека формулируется следующим образом:

- *Эрозия почвы* — влияние незначительно и может быть предотвращено правильной организацией строительства и выбором строительной техники;
- *Визуальное вторжение в ландшафт* — аналогично другим высотным сооружениям. Имеются возможности и технические приемы улучшения эстетического восприятия ВЭУ;
- *Угроза гибели птиц* — незначительна по сравнению с другими видами человеческой деятельности и строительными конструкциями.

Рекомендация: категорически запрещается располагать ветроустановки на путях миграции перелетных птиц и в местах охоты хищных птиц.

- *Угроза гибели животных, грызунов и насекомых* — практически отсутствует.
- *Угроза гибели людей* — потенциальная угроза существует, однако на практике гибель людей при строительстве и эксплуатации ВЭС не зафиксирована.
- *Шум*, производимый ветроустановками по уровню звуковой мощности сопоставим с шумом, производимым газонокосилками, стереомузыкой, движением автомобилей на автостраде (80–90 дБ).

Рекомендация: располагать ветроустановки большой и средней мощности на расстоянии 250 м от места постоянного пребывания людей. В этом случае уровень шума, как правило не превышает 45 дБ. Это является приемлемым для жизнедеятельности людей и соответствует системе стандартов безопасности труда и санитарным нормам СН2.2.4/2.1.8.562–96, по которым допускаемые эквивалентные уровни звука находятся в диапазоне 50–80 дБ. Имеющаяся ранее опасность появления инфразвука (звук с частотой менее 20 Гц), отрицательно влияющего на человека и животный мир, в настоящее время преодолена техническими средствами: выбором профиля лопастей и скорости вращения.

• *Влияние на работу телекоммуникационных систем.* Лопасти мощных ветроустановок (1 МВт и выше) изготавливаемые из стекловолокна с включением алюминиевых проводников для молниезащиты, тем более металлические лопасти, являются своего рода зеркалами для проходящих радио- и телесигналов. Это создает соответствующие помехи.

Рекомендация: для уменьшения влияния ВЭУ на радио и телевизионную связь необходимо располагать ВЭС на расстоянии, исключающим это влияние. Вопрос о степени влияния и допуске ВЭС от радиостанции находится в стадии исследований.

• *Влияние на работу воздушного транспорта.* Отмечаются два аспекта влияния ВЭУ на работу воздушного транспорта. Первый аспект — ВЭУ являются препятствием аналогично высотным зданиям и сооружениям. Поэтому они обязательно должны оснащаться соответствующими маркирующими и сигнализирующими устройствами. Второй аспект — ВЭУ влияют на системы коммуникации, навигации и наблюдения в частности на работу РЛС.

Рекомендация: располагать ВЭС на безопасном расстоянии от гражданских и военных аэродромов. Вопрос о безопасном расстоянии находится в стадии исследования.

• *Экологические преимущества ВЭС.* По сравнению с электростанциями на органическом топливе, ТЭС и АЭС ветростанции имеют существенные экологические преимущества.

Ветроэнергетика предотвращает:

• вторжение в среду обитания при строительстве шахт (уголь, уран), бурении (природный газ, нефть), прокладке трубопроводных систем (газ, нефть, продукты переработки нефти). Некоторые из этих вторжений носят локальный характер, а некоторые распространяются на многие сотни и тысячи километров;

• вторжение в среду обитания путем загрязнения воздуха и воды: кислотные дожди, смог, тяжелые металлы, грязная вода при бурении скважин;

• вторжение в среду обитания через глобальное потепление из-за сжигания используемого топлива и эмиссии CO_2 ;

• вторжение в среду обитания путем теплового загрязнения воды (сброс охлаждающей воды от атомных и тепловых электростанций);

• вторжение в среду обитания путем затопления территорий и изменения режима течения рек на крупных гидростанциях;

• вторжение в среду обитания: загрязнение окружающей среды на стадии добычи, транспортирования и переработки угля.

Таким образом, ветроэнергетические установки при производстве электроэнергии не загрязняют ни воздух, ни воду, ни землю и не производят опасных отходов. Они не истощают природные ресурсы, такие как уголь, нефть, газ и не являются причиной загрязнения природы, имеющего место при добыче и транспортировке топлива. Свободная от загрязнений ветровая энергия может снизить ущерб окружающей среде, наносимый топливной энергетикой в России и во всех странах мира.

Приложение 6.1. Допустимые уровни звукового давления

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и максимальные уровни звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на территории жилой застройки в соответствии с санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562-96

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА	Максимальные уровни звука $L_{дмкс}$, дБА
			31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1	Палаты больниц и санаториев, операционные больниц	С 7 до 23ч.	76	59	48	40	34	30	27	25	23	35	50
		с 23 до 7ч.	69	51	39	31	24	20	17	14	13		
2	Кабинеты врачей поликлиник, амбулаторий, диспансеров, больниц, санаториев		76	59	48	40	34	30	27	25	23	35	50
3	Классные помещения, учебные кабинеты, учительские комнаты, аудитории школ и других учебных заведений, конференцзалы, читальные залы библиотек		79	63	52	45	39	35	32	30	28	40	55
4	Жилые комнаты квартир, жилые помещения домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, спальные помещения в детских дошкольных учреждениях и школах-интернатах	С 7 до 23ч.	79	63	52	45	39	35	32	30	28	40	55
		с 23 до 7ч.	72	55	44	35	29	25	22	20	18		
5	Номера гостиниц и жилые комнаты общежитий	С 7 до 23ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60
		с 23 до 7ч.	76	59	48	40	34	30	27	25	23		
6	Залы кафе, ресторанов, столовых		90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
7	Торговые залы магазинов, пассажирские залы аэропортов и вокзалы, приемные пункты предприятий бытового обслуживания		93	79	70	63	59	55	53	51	49	60	75
8	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям больниц и санаториев	С 7 до 23ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60
		с 23 до 7ч.	76	59	48	40	34	30	27	25	23		
9	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек	С 7 до 23ч.	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
		с 23 до 7ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33		
10	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий	С 7 до 23ч.	93	79	70	63	59	55	53	51	49	60	75
		с 23 до 7ч.	86	78	61	54	49	45	42	40	39		
11	Площадки отдыха на территории больниц и санаториев		76	59	48	40	34	30	27	25	23	35	50
12	Площадки отдыха на территории микрорайонов и групп жилых домов, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, площадки детских дошкольных учреждений, школ и др. учебных заведений		83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

Источник: Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 6

1. Wind Energy – the Facts. A guide to the technology, economics and future of wind power. European Wind Energy Association (EWEA). 2009.
2. BWEA. Wind energy, 2003.
3. This is for you. Our complete product portfolio. Vestas 08/2011.
4. Wind Turbine NOISE Issues. A white paper prepared the Renewable Energy Research Laboratory Center for Energy Efficiency and Renewable Energy Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst. MA. 01003.
5. American Wind Energy Association Standard: Procedure for Measurement of Acoustic Emissions from Wind Turbine Generator System. Part I – 2.1. (AWEA, 1989).
6. International Electro technical Commission. IEC 61400 – II. Standard. Wind Turbine generator system – Part II. Acoustic noise measurement techniques (IEC, 2001). МЭК 61400 – 11; 2002 [E] .
7. ГОСТ 12.1 003–83. Шум. Общие требования безопасности.
8. Санитарные нормы. СН 2.2.4/2.1.8. 562–96.

Глава 7.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА В ВОПРОСАХ И ОТВЕТАХ

В предыдущих главах были изложены основы ветроэнергетики и аспекты ее развития. Однако для широкого круга читателей гораздо более полезно получить прямые ответы, которые их интересуют.

Авторы попытались суммировать эти вопросы и дать на них ответы. Следует отметить, что по поводу ветроустановок сформировалось много мифов, живущих в сознании отнюдь не безграмотных людей, а зачастую являющихся специалистами в энергетике, но не желающие объективно оценить негативное влияние топливной энергетике на среду обитания человека. Авторы прекрасно сознают главные слабости ветроэнергетики: а) вероятностный характер мощности вырабатываемой ВЭУ и б) низкую плотность энергии. Но если с «а» не поспоришь, то с «б» еще надо разобраться. Сосредоточение в одном агрегате громадной мощности имеет огромные экономические преимущества, но и имеет существенные недостатки. Ибо выход из строя энергоблока большой мощности создает напряженную ситуацию в энергосистеме. Тогда как отключение одной ветроустановки, как части мощной ВЭС, проходит незамеченным. Поэтому «рассредоточенная энергетика», к которой смело можно отнести ветроэнергетику (термин чл.-корр. Н.И. Воропая) еще ждет внимательного исследователя. Полагаю, что представленные читателю вопросы и ответы находятся в русле этих исследований.

7.1. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГЕТИКА

В. Что такое ветроустановка и как она работает?

О. Ветроустановка преобразует энергию ветра в электрическую или механическую энергию.

Схематично это выглядит так. Лопасти ветроколеса связаны с оголовком, к которому крепится вал, поток ветра набегаем на лопасти ветроколеса приводит их в движение. Этот вал через муфту соединяется с входным валом редуктора (мультипликаторы). Далее к выходному валу редуктора присоединяется генератор. Он то и вырабатывает электрическую энергию. А редуктор нужен для того, чтобы повысить скорость вращения вала до величины необходимой генератору.

Ветроустановки бывают двух типов — с вертикальной и горизонтальной осью вращения. Последние составляют более 98 % от всех ВЭУ. Ветроустановка включает следующие основные подсистемы: ветроколесо с лопастями, превращающее энергию ветра в механическую энергию вращения вала, кабину, в которой размещены основные устройства и механизмы, в том числе главный

подшипник, редуктор и генератор; башню, поддерживающую кабину и ветроколесо на определенной высоте; электрические аппараты, электродвигатели, оборудование и приборы; электрические кабели и провода; заземляющие устройства и повышающий трансформатор. Подробно работа ветроустановки рассмотрена в гл.3.

Принятое за рубежом название — «ветротурбина» является не совсем точным, поскольку в составе ветроустановки имеется генератор и много другого оборудования, кроме ветроколеса, которое и ассоциируется с понятием «турбина».

В. Сколько электроэнергии вырабатывает ветроустановка?

О. Электрическая мощность измеряется в ваттах (Вт) и киловаттах (кВт), (1 кВт = 1000 Вт), а электрическая энергия измеряется в ватт-часах или киловатт-часах (1 кВт·ч = 1000 Вт·ч).

Одна электрическая лампочка мощностью 100 Вт за десять часов потребляет 1 кВт·ч электроэнергии.

Когда мы говорим, что мощность ветроустановки равна 10 кВт, это не значит, что она может отдавать такую мощность все время. Она может отдавать эту мощность, если скорость ветра будет равна или больше номинальной. В другое время установка работает с мощностью меньше номинальной. Поэтому в год ветроустановка мощностью 10 кВт в среднем может выработать 15,0–20,0 тыс. кВт·ч в зависимости от среднегодовой скорости ветра.

В. Сколько домов может обеспечить электричеством ветроустановка (ВЭУ) мощностью 1000 кВт (один мегаватт — 1 МВт)?

О. По той же причине, о которой говорилось выше ветроустановка развивает разную мощность при разной скорости ветра. Поэтому в год, а в году мы имеем 8760 часов, установка мощностью 1 МВт вырабатывает от 2 до 3 млн. кВт·ч. В наших деревнях в самом лучшем случае одна семья (дом) в год потребляет 1,5–2,5 тыс. кВт·ч электроэнергии. Берем среднюю цифру (2 тыс. кВт·ч в год) и получаем, что ВЭУ мощностью 1 МВт может обеспечить электричеством от 1000 до 1500 семей (домов) в год.

В. Что такое ветростанция?

О. В энергетике станции любого типа стремятся укрупнять, чтобы снизить удельные затраты на их обслуживание. Ветроустановки не составляют исключения, с этой же целью их объединяют в группы, называемые «ветростанциями» (ВЭС) или «ветропарками» и «ветрофермами» (в зарубежной литературе). Так что ВЭС — это группа ВЭУ объединенная электрическими связями и общим обслуживанием.

В современных условиях за рубежом ветростанция мощностью 50 МВт может быть построена за 18–24 месяца, начиная с момента подписания контракта. Увеличение мощности (расширения) станции осуществляется чрезвычай-

но просто. Но главное отличие ВЭС от традиционных электростанций состоит в другом.

Мощность на ВЭС как бы рассредоточена. Например, ВЭС мощностью 100 МВт может состоять из 50 ветроустановок единой мощностью 2 МВт. В случае возникновения неисправности отключается одна ВЭУ, т.е. теряется лишь двадцать пятая часть установленной мощности. На традиционной же электростанции мощность 100 МВт сосредоточена в одном агрегате и в случае возникновения неисправности теряется 100 % генерирующей мощности.

В. Что за гибридные станции? Что они дают? Где они применяются?

О. Гибридных систем (ГС) предложено много. Название они получили потому, что в них используются несколько видов энергоисточников и/или несколько видов аккумуляторов энергии. Поскольку речь идет о ветроэнергетике, то назовем гибридные системы с участием ветроустановок. Состав их ясен из названия: ветро-дизель ГС, ветро-гидро ГС, ветро-солнце ГС и т.д. У всех перечисленных ГС в составе имеется аккумуляторная батарея. Гибридные системы обеспечивают автономных потребителей, не подключенных к сетям общего пользования. Классическим примером являются ветродизельные электростанции, имеющие в своем составе, кроме ВЭУ и дизелей, также аккумуляторную батарею и балластную (демпферную) нагрузку, которая используется для обеспечения устойчивости параллельной работы.

Наиболее интересная на длительную перспективу, на взгляд авторов, гибридная система, содержащая ветроустановку, электролизер и дизель-генератор на водороде. Во время когда ветра больше, чем нужно для покрытия нагрузки, часть энергии от ВЭУ идет на электропитание электролизера, разлагающего воду на водород и кислород. При отсутствии ветра или его слабой энергетике, работает дизель-генератор на водороде. Экологическую оценку такой установки можно считать максимально эффективной, поскольку в результате работы дизеля на водороде, на выходе образуется вода. Ветродизельная установка в России работает на о. Беринга в с. Никольское (0,5 МВт). В 2013 г. на этой ВЭС проведена реконструкция.

В. Что такое коэффициент использования установленной мощности? Говорят, он очень мал у ветроустановок.

О. Коэффициент использования установленной мощности ($K_{\text{иум}}$) есть отношение фактически выработанной электроэнергии в течение года, к энергии в предположении, что установка работает на полную мощность в течение года. Другими словами это отношение действительной выработки электроэнергии к максимально возможной, т.е. максимальное значение коэффициента равно единице или 100 %. Но в жизни и для традиционных электростанций он колеблется от 0,4 до 0,8.

Наибольший $K_{\text{нум}}$ у атомных и геотермальных электростанций (0,7–0,8), наименьший у гидроэлектростанций, поскольку на них возлагается снятие пиков нагрузки. А эти пики длятся всего 4–5 часов в сутки.

Средний $K_{\text{нум}}$ всех электростанций России в 2012 г. составил порядка 0,5. А средний $K_{\text{нум}}$ для дизельных электростанций в России — 0,18. Такое низкое использование установленной мощности дизельных электростанций объясняется двумя обстоятельствами. Первое — дизельные электростанции как правило работают в автономной энергосистеме, а таких системах нагрузка ночью падает почти до нуля, а вечером имеет максимум. Вот и приходится мощность дизеля выбирать по максимуму нагрузки, по этому остальное время дизель-генератор работает с недогрузкой. Второе — дизель-генератор в автономных энергосистемах должен иметь резерв, на случай выхода из строя основного дизель-генератора. Вот и простаивает резервный дизель-генератор большую часть календарного времени, а $K_{\text{нум}}$ считается на всю установленную мощность, поэтому у дизельных электростанций он чрезвычайно низок.

Что касается ветростанций, то их $K_{\text{нум}}$ в Европе в среднем составляет 0,2–0,3. Но зависит он в основном от ветровых условий. Есть примеры ВЭС, где он равняется 0,4 и выше. Средний $K_{\text{нум}}$ ВЭС в Европе в 2012 г. составил 0,24.

В. Если $K_{\text{нум}} = 0,25$, значит ли это, что ветроустановка вращается лишь четвертую часть времени в году?

О. Нет, конечно. Ветроустановка большую часть времени работает с мощностью, меньшей номинальной. А время, когда она вращается, составляет 70–80 % в году.

В. Что такое коэффициент готовности?

О. Коэффициент готовности или «готовность» отражает надежность ветроустановки и любой энергетической установки. Он отражает в процентах время, в течение которого ветроустановка готова вступить в работу за календарный отрезок времени. Т.е. исключается время, необходимое на обслуживание и ремонт. Для ветроустановок коэффициент готовности составляет 98 % и выше. Это самый высокий коэффициент среди генерирующих источников.

В. Какова должна быть скорость ветра?

О. Мощные ветроустановки стартуют при скорости ветра 3,5–5 м/с. Номинальная мощность достигается при скорости ветра 10–14 м/с и максимальная рабочая скорость 22–25 м/с.

В. Каков реальный вклад ветроэнергии в России в настоящее время?

О. К сожалению очень мал. Все ветроустановки России общей мощностью 13,275 МВт в 2005 г. выработали 9,9 млн. кВт·ч, а в 2012 г. и того меньше — около 4 млн. кВт·ч. Этого едва хватит на электроснабжение 5000 семей в сельской местности.

В. Что это за ветростанции в России? Где они сооружены?

О. По данным статистической отчетности за 2012 г. в России функционируют следующие ВЭС: Зеленоградская ВЭС (5,1 МВт) в Калининградской области, ВЭС «Тюпкельды» (2,2 МВт) в Республике Башкортостан, ВЭС в с. Никольское на о. Беринга (0,5 МВт) Камчатский край, ВЭС ООО «Альтэнерго» (0,1 МВт) Белгородская область, ВЭС ЗАО «Ветроэнерго» (0,2 МВт) Мурманская область, ВЭС в Республике Коми (2,5 МВт) — демонтирована, ВЭС в Республике Калмыкия (1 МВт) — не работает. Таким образом общая мощность действующих ВЭС составляет 8,1 МВт, годовая выработка в 2012 г. — 3,823 млн. кВт·ч.

В. А какие реальные возможности ветроэнергетики России?

О. Согласно исследованию, проведенному группой ученых и специалистов, экономический потенциал ветроэнергетики составил 33 млрд. кВт·ч в год, т.е. такое количество электроэнергии экономически выгодно вырабатывать на ВЭС уже в настоящее время.

В 2012 г. в России всеми электростанциями произведено 1066 млрд. кВт·ч. Возможности ветроэнергетики составляют около 3,1 % от общего производства, а по установленной мощности порядка — 15 ГВт.

В. Какие субъекты Российской Федерации могли бы рассчитывать на существенное участие ветроэнергетики в покрытии своих энергетических нужд?

О. Одним из основных параметров, отражающих возможности использования ветра, является его среднегодовая скорость. Если эта скорость составляет 5 м/с на высоте измерения 10 м (высота флюгера), то более, чем вероятно, что применение ВЭУ будет эффективным. Это является условием применения ВЭУ с единичной мощностью 100 кВт и выше. С увеличением среднегодовой скорости ветра эффективность ВЭУ существенно увеличивается, поскольку количество вырабатываемой электроэнергии пропорционально кубу скорости ветра, ВЭУ малой мощности могут быть эффективны и при меньшей среднегодовой скорости ветра.

Расчеты, проведенные для всей территории России, показывают, что эффективными для использования ВЭУ является все *Арктическое побережье от Кольского полуострова до Чукотки*, а также побережья *Берингово и Охотского морей*.

Зонами эффективного применения ветроустановок являются по субъектам Российской Федерации *области*: Архангельская, Астраханская, Волгоградская, Калининградская, Камчатская, Ленинградская, Магаданская Мурманская, Новосибирская, Пермская, Ростовская, Тюменская; *края*: Краснодарский, Приморский, Хабаровский; *республики*: Дагестан, Калмыкия, Карелия, Хакасия, Саха (Якутия); *автономные округа*: Коми-Пермятский, Ненецкий, Чукотский, Ямало-Ненецкий.

В. Что нужно сделать с технической точки зрения, чтобы облегчить интеграцию ветровой энергии в систему энергоснабжения?

О. С этой точки зрения на первом этапе никаких серьезных изменений не требуется. И даже, наоборот, в ряде случаев ветроустановка облегчает условия работы электрической сети.

В самом деле, если ветростанция или ветроустановка подключается к трансформатору, от которого питается город (район, деревня, завод и т.д.), то режим работы трансформатора облегчается, поскольку снижается мощность, потребляемая из сети. По этой же причине снижаются потери энергии и напряжения в линии электропередачи, соединяющей трансформатор с основной сетью.

Кроме того, появляется возможность регулирования напряжения, поскольку новейшие конструкции ветроустановок позволяют это осуществлять.

В дальнейшем, когда доля мощности ветростанции в системе достигает 10 % и более от потребляемой мощности, могут возникнуть проблемы с обеспечением регулирования частоты. Но нам до этого времени очень далеко. Но и эта проблема давно решена за рубежом.

На первом этапе видимо потребуются пересмотреть условия работы электрической защиты и автоматики, а также проверить отключающую способность выключателей на подстанции.

В. Какова ситуация с ветроэнергетикой в мире?

О. По итогам 2012 г. общая мощность ветростанций превысила 283 ГВт, вырабатывающих порядка 545 млрд. кВт·ч в год.

Это количество энергии вырабатывают около 160000 ветроустановок, расположенных более чем 80 странах мира. Такое же количество энергии вырабатывают 77 энергоблоков атомных электростанций единичной мощностью 1000 МВт.

В. Какие страны являются лидерами по установленной мощности ветроустановок?

О. По итогам 2012 г. в двадцати трех странах мира общая установленная мощность ВЭУ превысила 1000 МВт. Вот как располагаются страны по установленной мощности: Китай (75 324 МВт), США (60 007 МВт), Германия (31 308 МВт), Испания (22 796 МВт), Индия (18 421 МВт), Великобритания (8 445 МВт), Италия (8 144 МВт), Франция (7 564 МВт), Канада (6 200 МВт), Португалия (4 525 МВт), Дания (4 162 МВт), Швеция (3 745 МВт), Япония (2 614 МВт), Австралия (2 584 МВт), Бразилия (2 508 МВт), Польша (2 497 МВт), Нидерланды (2 391 МВт), Турция (2 312 МВт), Греция (1 749 МВт), Ирландия (1 738 МВт), Австрия (1 378 МВт), Бельгия (1 375 МВт), Мексика (1 370 МВт).

Впечатляющий перечень. В него входят самые богатые и развитые страны, самые бедные страны, отнесенные к развивающимся. Но самое главное, что в

него входят страны, не зависящие от импорта энергоресурсов (Великобритания, Канада, Дания, США).

В. Что можно сказать о перспективе развития ветроэнергетики мира?

О. Можно утверждать, что перспективы до 2020 г. определились и начиная с 2000 г. вводы новой мощности превосходят прогнозы.

Программа развития ветроэнергетики, принятая Мировым Советом по ветроэнергетике в 1998 г. предусматривает, что к 2020 г. доля ветроэнергетики в производстве электроэнергии должна составить 10 % (Программа «Wind Force-10»). В связи с успешным ее выполнением, программой предусматривается достижение к 2020 г. уже не 10, а 12 %. И есть реальные основания полагать, что этот прогноз сбудется. Так по программе «Wind Force-10» в 2012 г. установленная мощность ВЭУ в мире должна составить 181 252 МВт, а фактически составила 196 692 МВт. Более 30 стран мира имеют планы ввода мощностей ВЭУ на разные временные отрезки: 2010 г., 2015 г., 2020 г.

В. Каковы планы Евросоюза в развитии ветроэнергетики?

О. Установленная мощность в странах Евросоюза на конец 2012 г. составила 109 581 МВт.

Цель на 2020 г. (как сумма целей всех государств ЕС) довести установленную мощность ветроэлектрических станций до 228 270 МВт. Это больше мощности всех электростанций России. При этом доля ветроэнергетики в общем производстве электроэнергии государств Евросоюза составит 15,2 %.

Европейский парламент и Энергетический Совет приняли решение чтобы каждая страна установила собственные цели для достижения общей цели Евросоюза (35 % от производства электроэнергии в 2020 г.). При этом установлена «траектория» достижения цели (в процентах от величины достигаемой к 2020 г.). Темпы достижения цели должны быть следующими: 2011–2012 гг. — 20 %; 2013–2014 гг. — 30 %; 2015–2016 гг. — 45 %; 2017–2018 гг. — 65 % и 2020 г. — 100%.

Среди всех видов ВИЭ производство электроэнергии за счет энергии ветра должно составить порядка 35 % от общего производства электроэнергии на базе ВИЭ.

При этом к 2020 г. доля энергии ветра в общем потреблении электроэнергии должна составить во многих странах по базовому сценарию значительную величину:

Ирландия — 51,9 %; Дания — 37,9 %; Португалия — 28,1 %; Германия — 16,6 %; Греция — 22,3 %; Великобритания — 18,6 %; Испания — 26,8 %; Польша — 13,7 %; Мальта — 8,7 %; Швеция — 15,1 %; Болгария — 18,4 %; Франция — 10,8 %, в остальных странах ЕС — от 1 до 9 %.

В. Какие ветротурбины и какой мощности находятся в эксплуатации в настоящее время?

О. По данным производителей ветроустановок на январь 2010 г. в мире в эксплуатации находятся более 50 тыс. ВЭУ единичной мощностью 750 кВт и более. В том числе: 750 кВт — 11 агрегатов; 800 кВт — 2214; 850 кВт — 9810; 900 кВт — 221; 1000 кВт — 404; 1200 кВт — 19; 1250 кВт — 2372; 1300 кВт — 2243; 1500 кВт — 15530; 1800/2000 кВт — 1779; 2000 кВт — 8603; 2100 кВт — 1239; 2300 кВт — 4589; 2500 кВт — 1005; 3000 кВт — 1146; 3300 кВт — 1; 3600 кВт — 98; 5000 кВт — 21; 6000 кВт — 5 агрегатов.

В. Что такое срок энергетической окупаемости ветроустановки?

О. Срок энергетической окупаемости ветроустановки (или любой другой электростанции) — это термин обозначающий за какое время ветроустановка (или электростанция другого типа) выработает количество энергии, равное количеству, затраченному на ее производство, установку, обслуживание и утилизацию. По оценкам Британской и Американской ветроэнергетических ассоциаций этот срок составляет от трех до восьми месяцев (в зависимости от среднегодовой скорости ветра) — это один из самых коротких сроков всех видов электростановок.

Мировой лидер по ветроэнергетике фирма Vestas выполняет исследования по теме: Life cycle assessment of electricity delivered from onshore power plant. (оценка жизненного цикла поставки электроэнергии от наземных ветростанций базирующихся на различных моделях ВЭС этой фирмы. Выполнены исследования по ветротурбине V80-2,0 MW и V90-3,0MW. Последнее исследование выполнено по наземной ветростанции мощностью 300 МВт, на которой установлено 182 ветротурбины V82-1,65 MW (1,65 МВт).

При исследованиях учитывались следующие составляющие:

- 182 ветротурбины V82-1,65 MW и их компоненты,
- башня,
- гандола,
- ротор (лопасти и оголовок),
- фундамент для ветротурбины,
- кабели, соединяющие ветротурбину со стационарным трансформатором, включая линию связи с энергосистемой.

Оценка включала расход энергии всех видов на: производство материалов и компонентов, транспортировку, сооружение (монтаж), эксплуатацию, ремонт и демонтаж ветротурбин, фундаментов и линии электропередач до точки присоединения к энергосистеме.

Срок энергетической окупаемости (energy pay back time) составила 7,2 месяца. Т.е. за этот срок ветростанция «возвратила всю энергию, которая была затрачена на ее создание, включая энергию, которая будет затрачена на ее демонтаж и восстановление ландшафта, существовавшего до сооружения ВЭС, а также возврат энергии за счет повторного использования металлов. Срок энер-

гетической окупаемости для ветротурбин V80-2,0 MW составил 6,6 месяцев, а V90-3,0MW — 7,7 месяцев. Впечатляющий результат!

В. Если ВЭС не может выдать ожидаемую от нее мощность в любое время, значит, ее надо резервировать на 100 %. Тогда зачем же ее строить?

О. Это самый распространенный *миф*, живущий среди энергетиков, которые не имели дело с ветростанциями. Во-первых, при любой ситуации ветростанции сокращают выработку на органическом топливе, т.е. его экономят. А во-вторых, сеть общего пользования проектируется таким образом, что нет необходимости резервировать каждый мегаватт ветровой энергии мегаваттом от ископаемого топлива или от передаваемой мощности.

В электрической сети генерирующая мощность всегда больше, чем потребляемая, поскольку ни одна станция не имеет 100 % надежности и нагрузка в сети не постоянна. В сложной энергосистеме предусмотрено резервировать многие толчки нагрузки, от внезапного отключения генерирующей мощности до включения энергоемкого оборудования в промышленном секторе. Автоматические устройства и операторы сети выравнивают генерирующую и потребляемую мощность и изменяющаяся мощность от ветростанций просто еще одно изменение среди многих. В США по данной проблеме проведено много исследований, Вот как звучит вывод Utility Wind Interest Group (организация, включающая 55 электрических компаний США, имеющих в своих энергосистемах ветростанции).

«Устаревшее и непрофессиональное мнение, одно из главных беспокойств, часто выражаемое в энергетике состоит в том, что ветростанции будут нуждаться в резервировании или передаваемой мощности в равном объеме. Сейчас ясно, что как раз при умеренной доле ветроэнергетики, необходимость иметь дополнительную генерирующую мощность для компенсации нестабильности ветростанции, значительно меньше, чем один к одному и часто близка к нулю».

Одно из авторитетнейших исследований проведенное в 2004 г. для департамента коммерции штата Миннесота, подтвердило, что дополнительное включение ВЭС мощностью 1500 МВт в энергосистему наибольшего объединения Xeel Energy в штате Миннесота США, будет нуждаться в дополнительном вводе мощности всего лишь 8 МВт на традиционном топливе, для того, чтобы погасить дополнительные вариации мощности.

Многие источники генерации, имеющие высокую надежность, допускают неожиданный перерыв в энергоснабжении: например, атомные и угольные станции отключаются для непредвиденного внепланового ремонта или технологического обслуживания и очень часто с коротким промежутком времени между уведомлением и отключением. При этом никто не ставит вопрос о резервировании отключения этих станций от других станций равной мощности.

Реальность состоит в том, что ветроэнергия естественно изменяемая, но не надежна.

Ветроэлектростанция сооружается в местах интенсивных ветров и модель сезонной и дневной выработки электроэнергии можно предвидеть с приемлемой точностью.

Дания и многие региональные энергосистемы в других странах Европы работают с 10–15 % и более ветровой энергии от общей мощности, без дополнительных проблем надежности или необходимости сооружения резервных электростанций. В отличие от электростанций на органическом топливе, ветроустановки не нуждаются в отключении всех ветротурбин для обслуживания и ремонта одной из них. Одна турбина может находиться в ремонте, когда другие работают.

В. Каково качество электроэнергии от ВЭС?

О. Качество электроэнергии по частоте, соответствует частоте сети автоматически, т.е. частоту тока на ВЭУ задает сеть.

Качество по напряжению обеспечивается как системой возбуждения генераторов, так и источником реактивной мощности на подстанции в соответствии с требованием стандартов. Современные ветроустановки способны поддерживать самостоятельно уровни напряжения в точке присоединения к сети на уровне требований стандартов.

В. Каков срок службы ВЭУ?

О. Ветроустановки рассчитываются на срок службы 20 лет. В течение этого срока из основных механизмов возможна замена лопастей. Во всяком случае, этот вопрос (что подлежит замене в течение этого срока) должен оговариваться при заказе ВЭУ.

В. Я слышал, что есть какие-то классы местности по ветроэнергетике. Что это такое?

О. Да, по величине энергии проходящей на один кв. метр ометаемой поверхности существует подразделение местности на семь классов. Фактически это подразделение местности по среднегодовой скорости ветра на высоте 50 м над поверхностью. Названия классов и их характеристика приводятся в таблице.

В. Говорят, что для определенных ветровых условий производители выпускают специальные ветроустановки и они делятся на классы. Так ли это и чем это вызвано?

О. Действительно Международная Электротехническая Комиссия — МЭК (International Electrotechnical Commission — IEC) разработала несколько стандартов серии IEC 61400, определяющих требования к электрическим и электротехническим изделиям ветроустановок. В них содержится определение классов ВЭУ (ветротурбин), которые определяются тремя параметрами: среднего-

Таблица 7.1

Название классов местности по ветроэнергетике и их характеристика

Номер класса	Характеристика класса		Удельная мощность, Вт/м ² на высоте 50 м	Среднегодовая скорость, м/с на высоте 50 м
	на английском языке	на русском языке		
1	Poor	Бедный	0–200	0–5,6
2	Marginal	Малорентабельный	200–300	5,6–6,4
3	Fair	Средний	300–400	6,4–7,0
4	Good	Хороший	400–500	7,0–7,5
5	Excellent	Отличный	500–600	7,5–8,0
6	Outstanding	Выдающийся	600–800	8,0–8,8
7	Superb	Великолепный	> 800	> 8,8

Таблица 7.2

Классы ветроустановок

Класс ВЭУ (WTG Class)	I	II	III	IV
Средняя скорость ветра на высоте оголовка, м/с	10,0	8,5	7,5	6,0
Скорость ветра с вероятностью один раз в 50 лет, м/с	70	59,5	52,5	42
I_{15} характеристика турбулентности класс А, %	18 %			
I_{15} характеристика турбулентности класс В, %	16 %			
Степень экспоненты скорости ветра по высоте (A wind shear exponent)	0,2			

довой скоростью ветра, скоростью ветра, которая бывает раз в 50 лет и турбулентностью.

Классификация ветротурбин показана в табл.7.2.

Из таблицы ясно, что чем больше номер класса, тем меньше требования к расчетным нагрузкам.

Термин « I_{15} турбулентности» означает, что это стандартная девиация (изменение) турбулентности, измеренной при скорости ветра 15 м/с. Стандартом предписывается, что скорость ветра измеряется каждые 3 с и каждые 10 с записывается стандартная девиация. Для определения расчетных нагрузок, измерение скорости ветра каждые 10 мин. производится для подтверждения распределения Релея (Rayleigh).

Например, ВЭУ GE 1,5 sle имеет класс II A WTG (1,5 МВт), а ВЭУ GE 1,5 хle имеет класс III B WTG (1,5 МВт).

У ВЭУ класса II A WTG диаметр ротора 7,7 м, а высота башни 65 и 80 м, проектная средняя скорость на высоте оголовка — 8,5 м/с, турбулентность 18 %.

У ВЭУ класса III B WTG диаметр ротора 82,5 м и высота башни 80 м, поскольку этот класс рассчитан на меньшую среднюю скорость ветра (7,5 м/с) и турбулентность 16 %. Расчетные нагрузки должны быть меньше, поэтому лопасти могут быть длиннее, чтобы обеспечить одинаковую мощность.

7.2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

В. Говорят, что ветроэнергетика является высокотехнологичной отраслью. В ней якобы используются последние достижения промышленности. Так ли это?

О. Это действительно так. Вот лишь беглый перечень применения новейших материалов и оборудования:

- генераторы современной конструкции (асинхронные, синхронные, асинхронизированные) с принудительным воздушным и жидкостным охлаждением;
- тихоходные, многополюсные, с постоянными магнитами генераторы;
- выпрямители, инверторы, преобразователи на базе последних достижений преобразовательной техники;
- автоматические системы управления на современной элементной базе с применением персональных компьютеров и возможностями выхода на сеть Internet;
- приборы для измерения скорости ветра на основе лазерной техники;
- новые материалы для лопастей, различные виды пластика, обеспечивающие прочность в течение всего срока службы;
- компактная и надежная коммутационная и защитная аппаратура.
- новые виды проводов и кабелей с пластиковой изоляцией, в том числе для работы в морских условиях.

В. Скольким людям дает работу ветроэнергетика?

О. По оценкам Американской ветроэнергетической ассоциации каждый мегаватт установленной мощности ветроустановок эквивалентен 2,5 человеко-годам непосредственно работающих (монтажники, эксплуатационный и обслуживающий персонал ВЭС) и около 8 человеко-лет, считая занятых в смежных отраслях промышленности: производство ВЭУ и комплектующих изделий, лопастей, генераторов, электротехнических и электронных компонентов, а также широкого ассортимента других изделий.

Так, что ВЭС мощностью 100 МВт дает работу на 250 человеко-лет непосредственно в энергетике и 800 человеко-лет общих рабочих мест, включая другие отрасли. Однако по данным REN 21 1 МВт дает 2,0 рабочих мест, непосредственно и косвенно связанных с ветроэнергетикой. При этом в Китае приходится 15 рабочих мест на 1 МВт, а в США — 1,35 рабочих мест на 1 МВт.

В. Какова единичная мощность ветроустановки?

О. Единичная мощность ветроустановок имеет широчайший диапазон от 40 до 7500 кВт. За последние три года ветростанции комплектуются, в основном, ветроустановками единичной мощности от 1 до 3,0 МВт. Ветроустановка мощностью 5 МВт — это грандиозное сооружение: диаметр ротора 120 м. Высота башни около 90–120 м. Представьте себе футбольное поле, поставленное вер-

Основные характеристики мощных ветроустановок

Тип ВЭУ	Enercon E-112	Enercon E-126-7,5	RE power 5M	RE power 6M	Simens SWT-6,0-154
Мощность, МВт	4,5	7,5	5	6,15	6,0
Высота башни, м	124	135	120 (90–120)	100–117	90–120
Диаметр ротора, м	114	127	126	126	154
Скорость вращения ветроколеса, об/мин	8–13	5–11,7	7,7–12,1	7,7–12,1	5–11

тикально на высоту 100 м и вы получите представление, что это за сооружение и каковы должны быть технологии и материалы, чтобы это сооружение непрерывно вращалось в течение десятилетий и вырабатывало энергию нужного качества. Данные по самым крупным ВЭУ даются в таблице.

В. В журналах появляются статьи, в которых рекомендуется покупать зарубежные ветроустановки, проработавшие 5–10 лет в Европе. Стоит ли это делать?

О. Вопрос не простой. Все зависит от цели, которые ставит покупатель бывшей в эксплуатации ветроустановки.

Действительно, в Европе идет процесс снятия с эксплуатации ВЭУ мощностью 100–200–300–400 кВт. Там их заменяют на ВЭУ мегаваттного класса. Если Вы хотите получить ВЭС серьезной мощности (5 МВт и выше), то следует ориентироваться на новейшие разработки с последующей покупкой лицензии или организацией совместного производства в России. Если покупатель хочет приобщиться к проблеме использования энергии ветра, и его амбиции не идут дальше обладания одним-двумя ветряками, то имеет смысл приобрести за умеренную (в два раза дешевле новой) цену бывшую в употреблении установку. При этом следует обзавестись знающим консультантом, способным оценить текущее состояние приобретаемой ВЭУ и сформулировать условия модернизации ВЭУ при демонтаже и повторном монтаже. Особенно внимательно следует осмотреть лопасти и основные элементы системы управления.

В. Какими темпами развивается ветроэнергетическая промышленность?

О. Темпы очень высоки. Как показано в табл. 7.4 за период с 2000 по 2012 гг. средний рост установленной мощности к предыдущему году составил 25,5 %, а в 2008 г. по отношению к 2000 г. — 557 %.

За 12 лет мощность ВЭУ увеличилась в 15 раз. Правда, начиная с 2010 г. темпы стали уменьшаться. Что представляется естественным при увеличенном в 15 раз объеме производства.

В. Есть ли примеры длительной работы ветроустановок?

Темпы роста ветроэнергической промышленности

	2000 г.	2002 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Установленная мощность, МВт	18449	30278	46880	59091	73938	93889	120624	158975	198001	238050	282587
Ввод мощности, МВт		7270	8207	11531	14703	20285	26872	38467	39059	40561	44799
Доля к предыдущему году, %		27,2	19,3	26,0	25,1	27,0	28,5	31,7	24,5	20,2	18,7

О. Срок службы ветроустановок 20–25 лет, за это время допускается замена некоторых комплектующих изделий. В Канаде в 2000 г. был отмечен 20-ый «день рождения» ветроустановки мощностью 30 кВт первого массового производства ВЭУ, исправно и постоянно проработавшей без замены основных компонентов. Надежных статистических данных по этому вопросу обнаружить не удалось. Мнения многих экспертов сходятся на том, что указанный срок службы ВЭУ является реальным.

В. Как быстро вращаются лопасти ветроустановки?

О. Мощные ветроустановки имеют скорость вращения от 10 до 20 оборотов в мин. Большинство современных ВЭУ мощностью 1 МВт и выше имеют переменную скорость вращения. Подробнее смотри в гл.3.

В. Почему у ветроустановки разное количество лопастей? Чем это определяется?

О. Современные ветротурбины имеют, как правило, три лопасти. Обычно люди удивляются, почему три, а не больше?

Количество лопастей зависит от назначения ВЭУ ветротурбины. Для выработки электроэнергии хорошо иметь большую скорость вращения и иметь малый начальный момент вращения, который зависит от момента трогания генератора на холостом ходу.

Однако увеличивать скорость вращения «безнаказанно» тоже нельзя. Можно резко снизить коэффициент использования ветра, а также увеличить шумность ветроустановки. Оптимизируя конструкцию по многим параметрам первопроходцы — датские инженеры, пришли к выводу, что трехлопастная ВЭУ наибольшим образом отвечает всем требованиям при выработке электроэнергии.

Для водоподъемных устройств важен большой начальный момент, т.к. с валом ветряка соединена штанга поршневого насоса водоподъемного механизма. Для таких ВЭУ используются многолопастные колеса. С точки зрения стоимости двухлопастная ВЭУ дешевле, однако, она более шумная и имеет повышенную вибрацию, поэтому такие ВЭУ широкого распространения не получили.

В. Использование энергии ветра, говорят, началось много веков назад?

О. Ветровая энергия использовалась человеком, по крайней мере, 4000 лет тому назад. Достоверно доказано, что 1400 лет назад в Персии (теперь Иран) ветровая энергия использовалась для размалывания зерна. В 1900 г. в Европе и Китае насчитывалось около 500000 ветровых мельниц. В 1930 г. более 600 000 ветряных мельниц работало в США и Канаде на водоподъеме и производстве электроэнергии.

В России к началу XX века в крестьянских хозяйствах насчитывалось 250 тыс. ветряных мельниц, которые ежегодно перемалывали половину урожая зерна.

В. Как часто необходимо проводить техническое обслуживание ветроустановок?

О. Как правило, проверки отдельных систем ветроустановки предупредительного характера проводятся два раза в год при смене сезонов.

В. Какова степень автоматизации ветроустановки?

О. Степень автоматизации 100 %, т.е. ВЭУ запускается в работу, останавливается, набирает мощность автоматически в зависимости от скорости ветра и автоматически поворачивается при изменении направления ветра. Компьютерная система перед каждым пуском ветротурбины проводит диагностику всех систем и при возникновении неисправности «не разрешает» стартовать или дает команду на остановку при возникновении определенного класса неисправностей. По-английски система называется SCADA (system control and data acquisition — система управления и сбора параметров), с ее помощью через сеть Интернет эти данные могут передаваться в любую точку Земли.

В. Есть ли на ветроустановке защита от удара молнии?

О. Современные ВЭУ имеют эффективную молниезащиту. В лопасти ветроколеса закладывается проводник, и по всей конструкции сооружаются проводники, обеспечивающие уход тока молнии в Землю.

В. Как выдерживают ветроустановки штормовой ветер?

О. При максимальной рабочей скорости ветра (20–25 м/с), ВЭУ останавливается. Воздействие ветра на ВЭУ резко снижается. Тем не менее, способность ВЭУ выдерживать штормовой ветер (40–70 м/с) является очень важной характеристикой, которую необходимо учитывать при размещении ВЭУ на конкретных площадках. Данные по устойчивости ВЭУ к штормовому ветру приведены в приложении 7.1.

7.3 ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИКА

В. Какова себестоимость электроэнергии от ветроустановок?

О. За последние двадцать пять лет с 1980 по 2005 гг. себестоимость ветровой энергии снизилась в среднем в мире с 30 до 5 центов/кВт·ч. На многих

Технико-экономические показатели электростанций на базе ВИЭ

Тип электростанций (технология возобновляемой энергетики)	Основные технические данные электростанций	Удельные капитальные вложения, долл./кВт	LCOE — Распределенная себестоимость, цент/кВт ч
Сжигание биомассы и органических отходов комбинированное произ- водство электроэнергии и тепла	Мощность станции 25–200 МВт; $K_{\text{нум}} = 50\text{--}90\%$	800÷4500; комбинированное произ- водство 200÷800	5,5–20; комбинированное производство 4–12
Газификация биомассы	Мощность станции 1–10 МВт; $K_{\text{нум}} = 40\text{--}80\%$	2050÷5500	6–24
Анаэробное сбраживание биомассы	Мощность станции 1–20 МВт; $K_{\text{нум}} = 50\text{--}90\%$	Биогаз 500÷6500; Свал. газ 1900 – 2200	Биогаз 6–19; Свал. газ 4–6,5
Геотермальная электростанция	Мощность станции 1–100 МВт; $K_{\text{нум}} = 60\text{--}90\%$	Конденс. 2100–4200; Бинарн. 2470–6100	Конденс. 6–13; Бинарн. 7–14
Гидростанции сетевые	Мощность 1÷18000 МВт; Тип: с во- дохр., на водотоке; $K_{\text{нум}} = 30\text{--}60\%$	Мощность > 300 МВт; Мощность < 2000 МВт; Мощность < 300 МВт 2000–4000	2–12
Гидростанции автономные	Мощность 0,1–1000 кВт; Тип: на во- дотоке, свободно поточные, суточн. водохр.	1175–3500	5–40
Приливные станции	Мощность 1÷250 МВт; $K_{\text{нум}} = 23\text{--}29\%$	5290–5870	21–28
Фотоэлектрические станции на крыше	Пиковая мощность 3–5 кВт/для дом.; 100 кВт (коммерческая); 500 кВт (промышлен.); $K_{\text{нум}} = 10\text{--}25\%$	Домашняя: 2275 (Германия); 4300– 5000 (США); 3700–4300 (Япония); промышл. 1500–2600	20–46 (OECD); 28–50 (не OECD); 16–38 (Европа)
Термодинамические солнечные электростанции (CSP) с concentra- торами	Мощность 50–250 МВт — параболю- диль.; 20–250 МВт — башенные; 10– 100 МВт — линзы Френеля; $K_{\text{нум}} = 20\text{--}$ 40 % — без аккумуля.; $K_{\text{нум}} = 35\text{--}75\%$ — с аккумуля.	Параб. цил. без аккумуля. 4000–7300 (OECD); 3100–4050 (не OECD). Параб. цилиндр. 6 ч. аккумуля. 7100–9800; Башен. 6–15 ч аккумуля. 6300–10500	Парабол. и Френель 19–38 без аккумуля.; 17–37 с 6 ч. аккумуля.; башенные 20–29 с 6 ч. аккумуля.; 12–15 с 12–15 ч. аккумуля.
Ветровые наземные	Мощность ВЭУ 1,5 ÷ 3,5 МВт; $K_{\text{нум}} = 25\text{--}40\%$	1750–1770; 925–1470 (Китай и Индия)	5–16 (OECD); 4–16 (не OECD)
Ветровые морские	Мощность ВЭУ 1,5 ÷ 7,5 МВт; $K_{\text{нум}} = 35\text{--}45\%$	3000–4500	15–23
Малые ветроустановки	Мощность ВЭУ до 100 кВт	3000–6000 (США); 1500 (Китай)	15–20 (США)

ветроустановках в Америке и Европе она составила 4 цента/кВт·ч. Правда в последние 3 года имело место небольшое повышение средней себестоимости в связи с массовым сооружением «морских» ВЭС. Тем не менее стоит упомянуть, что на электростанциях, использующих органическое топливо себестоимость электроэнергии растет и прогнозируется ее устойчивый рост на других видах электростанций.

В. Как выглядит себестоимость электроэнергии на ВЭС по сравнению с остальными видами электростанций на возобновляемых источниках энергии?

О. Как показано в гл.5, наиболее объективным показателем является так называемая нормируемая себестоимость (LCOE) при определении которой принимается во внимание затраты на весь срок службы, удельные капитальные вложения, мощность объектов стоимость капитала, $K_{\text{нум}}$ и т.д. В табл.7.5 приводятся данные по основным видам электростанций на базе ВИЭ.

В. Как выглядит себестоимость электроэнергии на ВЭС по сравнению с другими видами энергии?

О. По данным Американской ветроэнергетической ассоциации ветроэнергетика стала высоконадежной и будет конкурентоспособной в самое ближайшее время. За последние 20 лет себестоимость электроэнергии от системных ветростанций снизилась на 80 %. В настоящее время себестоимость электроэнергии от ветростанции составляет от 4 до 5 центов США/кВт·ч во многих штатах США. ВЭС с такой себестоимостью вполне конкурентоспособны со многими электростанциями на органическом топливе. И в следующие 10 лет *ождается дальнейшее снижение себестоимости электроэнергии от ВЭС.*

Британская ветроэнергетическая ассоциация приводит следующие факты. На новых береговых ВЭС при хороших ветровых условиях себестоимость составляет 3–4 пенса/кВт·ч (5,7–7,7 цента/кВт·ч), а для новых угольных электростанций 2,5–4,5 пенса/кВт·ч (4,8–9,0 цента/кВт·ч) и новых атомных — 4–7 пенса/кВт·ч (7,7–13 цента/кВт·ч).

По данным Канадской ветроэнергетической ассоциации себестоимость производства электроэнергии на ВЭС составила (2002 г.) 6–12 центов CAD/кВт·ч (5–10 центов/кВт·ч) и снижается ежегодно на 3–5 %.

Более исчерпываемая информация по данному вопросу представлена в табл. 7.5 и в гл.5.

В. Если ветроэнергетика конкурентоспособна, то почему она нуждается в государственной поддержке?

О. Мало кто знает, но в России абсолютно все виды энергетики и в новом тысячелетии при ее фактической приватизации пользуются государственной поддержкой под разными предлогами. Ежегодно из государственного бюджета на строительство и безопасность атомных, тепловых и гидравлических стан-

ций выделяются десятки миллиардов рублей. Прискорбно, но при этом доля государства в энергокомпаниях не возрастает — еще один парадокс приватизации. Когда же речь заходит о возобновляемой энергетике, то прямая государственная поддержка в устах противников вдруг становится аргументом ее неэффективности. Как видим это далеко не так, тем более, что на первом этапе речь идет о прямой поддержке ветровой энергетике в размере 200–300 млн. в год, что поможет отрасли закрепиться на рынке электроэнергии. Всем известно, что для этого необходимы соответствующие меры поддержки: от снижения налогов до прямых инвестиций.

Но есть и еще один аргумент в пользу возобновляемой энергетике вообще и ветроэнергетики в частности. Это проблема изменения климата за счет эмиссии углекислого газа от топливной энергетике и проблема «кислотных» дождей, образующихся за счет выбросов окислов серы и азота при сжигании в основном угля и других видов органического топлива. Эти два явления приводят к тому, что общество вынуждено тратить огромные средства на компенсацию прямых убытков, а также здравоохранение и другие природоохранные мероприятия.

Эти, так называемые «внешние затраты» по разным оценкам составляют от 1 до 1,5 цента на каждый киловатт час электроэнергии. С учетом этих затрат, ветроэнергетика становится конкурентоспособной без всяких условий.

В. Что нужно сделать с организационной и экономической точки зрения, чтобы облегчить интеграцию ветроэнергетики в систему энергоснабжения?

О. Прежде всего обеспечить не дискриминационные условия подключения к сети энергосистемы. Дискриминация осуществляется в двух аспектах: техническом и экономическом. В техническом плане она выражается в опасениях энергетиков, что непредсказуемые изменения мощности ВЭС могут нарушить статическую устойчивость энергосистемы. А в экономическом состоит в том, что якобы ветроэнергетика не может участвовать в оптовом рынке, в связи с вероятным характером ее поступления.

Поскольку отечественной практики нет, обратимся к зарубежному опыту. О проблеме устойчивости. Конечно, в большинстве европейских стран, имеющих «сильные» электрические связи внутри страны и между странами, острота проблемы статической устойчивости существенно снижается. Но когда энергетике Испании, например, говорят, что в течение 3–4 часов доля ветровой энергии в энергоснабжении страны составляла 60 % и более, невольно напрашивается вывод, что страхи наших энергетиков явно преувеличены. Тем более что в годовом производстве электроэнергии в Испании доля ветровой энергии составляет уже более 15 %, т.е. опыт накоплен значительный. Полагаем, что существенное значение в этом вопросе имеет появившееся в последние десять лет возможность ветроустановок производить реактивную энергию и

мощность и регулировать напряжение в точке присоединения ВЭС к энергосистеме. Возможность работы ветростанций в энергосистеме не «раскачивая» ее, подтверждается всеми европейскими странами.

Равным образом подтверждается возможность прогнозирования выработки от ВЭС на различные периоды: год – месяц – сутки и даже часы, с вероятностью 95 и более процентов.

В. Как можно оценить вклад ветроэнергетики в экономику страны?

О. Энергия ветра — это доступный и неистощимый ресурс для производства электроэнергии. Преимущество и в том, что она не имеет вредных выбросов ни газообразных, ни твердых, не истощает природные ресурсы. В этом ее «скрытый» вклад в экономику. А прямой вклад — замещение органического топлива.

Прямой вклад в экономику — достижение производства электроэнергии на ВЭС в объеме 4,5 % от общей выработки к 2020 г., что соответствует экономии (замещению) органического топлива порядка 15 млн. т у.т.

В. Какова ситуация в России с нормативно-правовым обеспечением развития возобновляемой энергетики?

О. В общем ситуацию можно оценить как неудовлетворительную, хотя за последние 6–7 лет были некоторые положительные подвижки, которые к сожалению не привели к существенным положительным результатам. Так в октябре 2007 г. Государственной Думой РФ были приняты поправки к Федеральному закону №35-ФЗ «Об электроэнергетике», касающиеся возобновляемой энергетики.

По закону Правительства РФ в 2008 г. предписывалось разработать и утвердить ряд подзаконных актов, главные из которых были три: суть которых сводилась к обеспечению недискриминационных условий присоединения электростанций на базе ВИЭ к сетям общего пользования; установление тарифов на электроэнергию, вырабатываемую электростанциями на базе ВИЭ, обеспечивающих возврат инвестору средств, затраченных на финансирование объектов в разумные сроки (5–7 лет); и к разработке государственных целей по использованию ВИЭ и установлению основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г. Последний документ был разработан и утвержден Распоряжением Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р. Документом устанавливался целевой показатель на 2020 г. — доля электроэнергии, вырабатываемой на базе ВИЭ должна составлять 4,5 % от общего производства электроэнергии. И это внушало определенный оптимизм.

Двух других документов пришлось ждать, точнее, бороться за их появление, более шести лет. И вот 28 мая 2013 г. вышли два документа: Распоряжение Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 861-р, утвердившее изменения, которые

вносятся в Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г. Этот документ сразу вызвал недоумение и критику со стороны научной общественности.

Во-первых, установлением в нем целевые показатели по вводу мощности и производству электроэнергии касаются только энергии ветра, фотоэлектрических и гидравлических станций. Почему-то «выпали» геотермальные станции и тепловые станции, использующие в качестве топлива биомассу.

Во-вторых, доля ВИЭ в производстве электроэнергии на базе ВИЭ к 2020 г. снижена до 2,5 %.

Добавлено неожиданное препятствие — целевой показатель по локализации, т.е. обязательная доля производства оборудования на территории России, невыполнение которой лишает инвестора стимулирующей надбавки. Причем эта доля такова, что выполнить ее в течение года по ветру, например, практически невозможно.

Вторым утвержденным документом явилось Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности», которым утверждены «Правила определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии».

Правила содержат с приложениями 57 страниц и разобраться в этих правилах очень трудно даже после третьего чтения.

В. Какие меры по нормативно-правовому обеспечению следовало бы принять?

О. Первое, на наш взгляд неотложное мероприятие состоит в том, чтобы проанализировать все принятые нормативно-правовые акты и разработать предложения по их совершенствованию или отмене.

Второе — ввести уведомительный характер сооружения ветростанции мощностью до 25 МВт и присоединения их к сетям.

Третье — внимательно рассмотреть меры стимулирования, используемые зарубежными странами на начальном этапе развития ветроэнергетики в них.

Итак, на уровне государства за рубежом практикуются следующие меры:

- обязанность тарифного органа устанавливать фиксированный тариф на срок до 5–6 лет на выработанную ВЭУ электроэнергию, обеспечивающий простой срок окупаемости сооружения ВЭУ за 4–5 лет;
- субсидии на каждый кВт·ч выработанной электроэнергии (в виде прямой выплаты или налоговой скидки).

В Канаде за каждый кВт·ч выплачивается 1 цент, в США — налоговая скидка 2,5 % за кВт·ч;

- инвестиционные субсидии (гранты, ссуды, благоприятные налоговые льготы) для компенсации высоких удельных капитальных вложений; при строительстве объектов возобновляемой энергетики как для общего, так и для индивидуального пользования;

- установление стандарта, обязывающего производителей или дистрибьюторов электрической энергии вырабатывать определенный процент на базе возобновляемых источников энергии либо собственными силами, либо приобретением «зеленых сертификатов»;

- разрешение энергообъединениям введение для покупателей энергии специального повышенного тарифа «зеленая энергия», как средства участия населения в добровольном софинансировании объектов возобновляемой энергетики;

- меры по стимулированию инвесторов, упрощающие доступ инвесторов к получению кредитов под сниженную кредитную ставку;

- установление государственных целей по вводу мощности ВЭС к 2015 и 2020 г. и назначение органа государственной власти, ответственного за достижение этих показателей;

- разработка и принятие программы по финансовой поддержке достижения конкретных целей установленных Правительством РФ, например «ввод 500 МВт к 2015 г.»;

- установление ускоренной амортизации на оборудование возобновляемой энергетики;

- разработка программы стимулирования рынка в виде «Плана действий по изменению климата», устанавливающей цели по снижению эмиссии парниковых газов от электроэнергетики.

На уровне субъектов Российской Федерации:

- активная поддержка и контроль установления тарифов на электроэнергию, вырабатываемую на ВЭС местного значения, обеспечивающего окупаемость в 3–4 года;

- обеспечение недискриминационного подключения к сетям местного значения объектов возобновляемой энергетики;

- установление требования к местным производителям энергии производить определенную часть на базе возобновляемых источников;

- постановление правительства субъектов об обеспечении некоторого процента электроэнергии, потребляемой муниципальными пользователями за счет «зеленой энергии» (т.е. по повышенным тарифам), подавая пример для участия в процессе добровольного финансирования ВИЭ предприятиям и индивидуальным владельцам;

- снижение местных налогов.

Предложенные выше мероприятия не исчерпывают всех возможных мер поддержки. При этом не требуется вводить все сразу. На первом этапе доста-

точно было бы двух-трех основных экономического плана и столько же организационно-политических мероприятий.

7.4. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА – СЕЛУ

В. Что может дать энергия ветра сельскому жителю?

О. Сельскому жителю, пастуху, оленеводу, рыбаку небольшие ветроустановки мощностью от 50 до 5 000 Вт, совместно с аккумуляторной батареей и инвертором (устройство преобразующее постоянный ток в переменный) может дать свет в дом, возможность смотреть телевизор, слушать радио, поднимать воду из глубины до 40 м, выполнять роль пастуха в загонах и пользоваться многими электроинструментами небольшой мощности. Кстати, ветроустановки малой мощности могут эффективно использоваться в местах с небольшой среднегодовой скоростью, так что география их возможного применения гораздо шире.

В. Какова мощность ВЭУ, которую можно использовать сельскому домовладельцу или фермеру?

О. Для дома и для фермера обычно достаточно одной ветроустановки мощностью от 1 до 25 кВт, в зависимости от потребляемой мощности и наличия ветровых ресурсов.

Для электрификации деревни можно использовать несколько ВЭУ общей мощностью до 100–200 кВт.

В. Сколько земли необходимо для малой ветроустановки?

О. Это зависит от мощности ВЭУ. Например, для ВЭУ мощностью 1 кВт достаточно 10 м², учитывая растяжки для крепления мачты. Если ВЭУ без растяжек, то достаточно и 4-х кв. метров. Для ветростанции мощностью 10 кВт, для мачты с растяжками потребуется 30–40 м².

В. Каковы размеры башни для ВЭУ малой мощности?

О. Обычно высота башни (трубы) составляет 10–12–18–20 м. Высота башни увеличивается с ростом мощности ВЭУ, а также наличием препятствий для ветра (строения, дерева). Поскольку скорость ветра увеличивается по мере роста высоты, это увеличение высоты башни до разумных пределов желательно.

В. Какова стоимость ветроустановок по сравнению с другими возможностями электроснабжения удаленного от сетей дома (хозяйства)?

О. Это, безусловно, главный вопрос. В приложениях к книге можно найти цену различных установок. Но в этом вопросе имеется много нюансов, которые трудно понять непосвященному человеку, а продавцы далеко не всегда бывают откровенными.

Итак, имеем ориентир: средняя удельная стоимость малых ВЭУ составляет 2000–2500 долл./кВт.

Но не зря говорят, что черт кроется в деталях. А они таковы. Прежде всего, нужно знать, что входит в комплектацию ВЭУ.

Если ветроустановка предназначена для зарядки аккумуляторных батарей, то в ее комплектацию входит собственно ВЭУ и зарядное устройство, и в указанную выше цену входят эти устройства, но батарея не входит. Если ВЭУ предназначена для гарантированного энергоснабжения, то в ее комплектацию должна входить аккумуляторная батарея и инверторы, которые могут удвоить названную выше удельную стоимость.

В общем же случае необходимо экономически сравнивать варианты энергоснабжения на базе различных источников, включая прокладку линий.

Перспективным решением является гибридные ветро-дизельные системы. Так при проектировании электроснабжения северных поселков были рассмотрены варианты энергоснабжения от дизельной станции 500 кВт и ветродизельной станции с одним дизель-генератором мощностью 200 кВт и четырех ВЭУ мощностью 100 кВт при среднегодовой скорости ветра 6,7 м/с.

Стоимость ветро-дизельной станции составила 378 000 долл., а дизельной 125 000 долл. Однако экономия топлива дала 90 000 долл. в год, т.е. простой срок окупаемости составил менее трех лет.

Таким образом, решающим фактором для применения ветродизельных систем является стоимость топлива и возможность его своевременной и бесперебойной доставки.

В. Не являются ли малые ветроустановки слишком сложным механизмом для сельского хозяйства?

О. Нет не являются. К деталям, изготавливаемым по высокой технологии, относятся лопасти, зарядное устройство и инвертор. Остальные устройства ВЭУ достаточно простые, во всяком случае, не сложнее любого двигателя внутреннего сгорания. Обычно малые ВЭУ должны работать первые 3–5 лет без какого-либо обслуживания. Изготовители должны составлять для потребителей инструкцию пользователя, а по возможности обучать пользователя устранять простейшие неисправности. Хотелось бы *предостеречь пользователей* от одной распространенной ошибки. В комплекте с аккумуляторной батареей дается зарядно-разрядное устройство, которое в частности контролирует степень разряда батареи и не допускает, чтобы аккумулятор разряжался более чем на 50 %. Однако «умельцы» часто заставляют аккумуляторные батареи ниже этого предела тем самым аккумуляторы приходят в негодность, а «умельцы» пытаются свалить свою вину на изготовителей.

В. Кто в России изготавливает малые ветроустановки?

О. Таких предприятий не мало. Но многие из них из-за отсутствия заказов и невозможности работать на склад разработали и изготовили одну – две опытных установки. Есть несколько дилерских организаций, осуществляющих сбор-

ку в России зарубежных ВЭУ, которых условно можно считать российскими производителями.

В. Где можно получить совет по использованию ветра?

О. • Российский Союз научных и инженерных общественных организаций (Рос СНИО) Комитет по проблемам использования возобновляемых источников энергии (Комитет ВИЭ) (Москва). Тел.: 8(495) 695 16 36.

• Российская инженерная Академия (РИА) (Москва). Тел.: 8(495)362 71 03.

• ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского (ОАО «ЭНИН») (Москва). Тел. 8 (495) 770 34 16.

• НТЦ «Атмограф» (Москва). Тел. 8(499) 744 41 63.

• ОАО «ВИНДЭК». Тел. 8 (916) 930 50 17.

• Санкт-Петербургский Государственный технический университет, кафедра Возобновляющихся источников энергии (Санкт-Петербург). Тел. 8(812) 552 77 71.

В. Как обстоят дела с малыми ветроустановками в мире?

О. К малым ветроустановкам («для дома и для фермы») за рубежом относят ВЭУ мощностью от 15 до 100 кВт. Статистика по ним в мире не ведется. Однако оценки по странам и миру имеются. Международный ветроэнергетический совет в 2012 г. выпустил доклад по данному вопросу, результаты которого подробно описаны в гл.4.

По данным этого доклада на конец 2010 г. в мире было установлено 656 084 ветроустановки. Прирост по отношению к 2009 г. составил 26 %, а общая годовая выработка электроэнергии оценена в 282 ГВт·ч. По основным странам количество установленных ВЭУ выглядит следующим образом: Китай (450 000), США (144 000), Великобритания (21 610), Канада (11 000), Германия (10 000), Испания (7 200), Польша (7 000). Таким образом, несмотря на сплошную электрификацию быта, малые ВЭУ находят в развитых странах широкое применение.

7.5. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И СРЕДА ОБИТАНИЯ ЧЕЛОВЕКА (ЭКОЛОГИЯ)

В. В чем состоят экологические преимущества ветроэнергетики?

О. Ветроустановки не загрязняют ни воздух, ни воду и не производят твердые отходы. Ветроэнергетика замещает (экономит) органическое топливо, такое как уголь, нефть, газ, а также сокращает вероятность потерь топливных ресурсов при добыче и транспортировке. Экологически чистая ветровая энергия может помочь снизить негативное влияние на природу от энергетики.

Электростанции России ежегодно выбрасывают в окружающую среду, главным образом в воздух, двуокись серы, углекислый газ, окислы азота, твердые

частицы золы, а также токсичные тяжелые металлы. Двуокись серы и окислы азота являются причиной кислотных дождей. Они наносят ущерб лесам и животным в них обитающим. Некоторые озера становятся биологически вымершими из-за многолетнего воздействия кислотных дождей. Кислотные дожди вызывают коррозию зданий и сооружений, таких как мосты и опоры линий электропередач. Окислы азота, выброс которых имеется при сжигании газа (относительно экологически чистого топлива) являются первичным компонентом при образовании смога.

Углекислый газ, называемый парниковым газом, являющийся продуктом сжигания любого топлива, является также виновником глобального потепления климата и изменения климата в локальных районах.

Особое беспокойство вызывает влияние вредных выбросов на здоровье населения. В мировой практике зафиксирована устойчивая связь между вредными выбросами и заболеваниями астмой, малым весом новорожденных, преждевременными родами, мертворождением и детской смертностью. Необходимо помнить, что тяжелые металлы имеют свойство накапливаться в биологической цепи продуктов питания человека. К этому стоит добавить потерю среды обитания животных и птиц из-за разработки месторождений органического топлива и урана, не говоря уже об их гибели во время вскрышных и взрывных работ. Особую опасность представляет ртуть, содержащаяся в угле и выбрасываемая затем в воздух с горючими газами.

В табл. 7.6 представлено сопоставление влияния на среду обитания различных электростанций.

10 млрд. кВт·ч, которые вырабатываются на ветростанциях России, ежегодно предотвращают выбросы около 7 млн. т углекислого газа, 38 000 т двуокиси серы и 25 000 т окиси азота.

В. Какова будет окончательная картина с предотвращением эмиссии парниковых газов, если учесть эмиссию CO₂ на стадии производства обо-

Т а б л и ц а 7.6

Воздействие электростанции на среду обитания

Виды воздействия	Ветер	Атом	Уголь	Природный газ
Глобальное потепление	Нет	Нет	Да	Да
Загрязнение воды – тепловое или вредными выбросами	Нет	Да	Да	Да
Загрязнение воздуха	Нет	Нет	Да	Ограничено
Выброс ртути	Нет	Нет	Да	Нет
Разработка месторождения, добыча топлива	Нет	Да	Да	Да
Твердые отходы	Нет	Да	Да	Нет
Среда обитания	Ограничено	Ограничено	Да	Да

рудования для ВЭС, но транспортировку и расход энергии при монтаже ВЭУ? Говорят, что при таком подходе предотвращение эмиссии CO_2 ветроустановками будет незначительным.

О. Это не соответствует действительности. Во-первых, при подсчете эмиссии CO_2 топливными станциями мы не учитываем, какой дополнительный объем эмиссии CO_2 (назовем его «связанным объемом») возникает при изготовлении оборудования, строительных и транспортных работах по сооружению электростанций. Уж никак не меньше даже в удельном исчислении, хотя бы потому, что ветростанция строится в течение 1–2 лет, а тепловая — в течение 5 лет.

Во-вторых, были проведены расчеты, показывающие, что если даже учесть «связанный» объем окисла CO_2 , то окислы CO_2 от ветростанций составляет около 1 % для угольных и 2 % для газовых от выбросов, приходящих на 1 кВт·ч на этих станциях.

В. Есть ли отрицательное влияние ВЭС на среду обитания человека?

О. Да, есть, как и влияние любой энергетической или промышленной технологии. Но имеется принципиальное отличие: негативное влияние от ВЭС носит локальный характер и может быть смягчено людьми. В то время как негативное влияние топливных электростанций имеет глобальное влияние и его локализация очень затруднительна. Итак, имеем следующие виды негативно-го влияния ВЭС на среду обитания человека:

- эрозия почвы;
- гибель птиц и летучих мышей;
- визуальное вторжение;
- опасность гибели людей;
- искажение телевизионных и коммуникационных сигналов;
- шум.

Поскольку в гл.6 все эти вопросы даны развернутые ответы, кратко рассмотрим наиболее существенные.

Гибель птиц и летучих мышей. Если не располагать ветростанции на путях миграции птиц и около пещер, где зимуют летучие мыши, то случаи гибели птиц от столкновения с ветроустановками будут составлять сейчас и в будущем не более 1 % от общего количества гибели птиц от результатов человеческой деятельности. Это резюме исследований, проведенных в США и Канаде совместно ветроэнергетиками и биологами.

Основными причинами гибели птиц в результате человеческой деятельности в США являются:

- гибель от кошек (около 1 млрд. в год);
- столкновение с высотными зданиями (от 100 млн. до 1 млрд. в год);
- гибель от охотников (100 млн. в год);

- столкновение с автотранспортом (от 60 до 80 млн. в год);
- столкновение с телевизионными и ретрансляционными башнями (от 10 до 40 млн. в год);
- гибель от пестицидов (67 млн. в год);
- столкновение с линиями электропередач (от 10 тыс. до 174 млн. в год).

Опасность гибели людей. Эту опасность связывают с возможностью поражения людей в результате отрыва лопасти или кусками льда отлетевшего от лопасти при обледенении.

Однако практика говорит о том, что в настоящее время достигнут очень высокий уровень механической прочности крепления лопастей. Ветроустановки зачастую располагаются рядом с местами возможного появления людей. В мире работает около 260 тыс. ветроустановок и не зафиксировано ни одного случая гибели или ранения людей в результате отрыва лопасти или отлетевшими от лопасти кусочком льда. Зафиксирован один случай в Германии гибели парашютиста, которого занесло ветром на работающую ветроустановку. Вряд ли можно себе представить электростанцию более безопасную для обслуживающего персонала и окружающих людей, чем ветростанция.

Напомним, что ветростанция полностью автоматизирована и на ВЭУ ведется контроль вибрации. При возрастании вибрации выше нормы, что возможно при обледенении, ВЭУ немедленно останавливается.

Шум. Источником шума на ВЭУ является механическая передача от ветроколеса к генератору, в основном шум редуктора (механический шум) и шум при работе ветроколеса (аэродинамический шум). Для снижения механичес-

Таблица 7.7

Шум от различных источников по данным GWEA

Источник шума	Уровень шума, дБ	Источник шума
Турбина самолета	150	
	140	
	130	Пневматический молоток
	120	
Промышленные помещения	110	
	100	Стереомузыка
Салон автомобиля	90	
	80	
	70	Помещения офиса
Жилое помещение (холодильник)	60	
	50	Ветрогенератор на расстоянии 200–250 м от башни
Городской шум в спальне	40	
	30	Шопот
Шорох падения листьев	20	
	10	

Сравнительная характеристика источников шума по данным GWEA

Источники шума	дБ(А)
Порог слышимости	0
Сельская ночь, фон	20–40
Спальная комната	35
Ветроустановка на расстоянии 350 м	35–45
Легковой автомобиль, скорость 70 км/ч, расстояние 100 м	55
Оживленный офис в максимум активности	60
Грузовой автомобиль, скорость 50 км/ч, расстояние 100 м	65
Пневматический бур на расстоянии 7 м	95
Самолет на расстоянии 250 м	105
Болевой порог	140

кого шума используются гасители различной конструкции, а также применяется звукоизолирующее покрытие кабины.

В результате противозумных конструктивных решений в безредукторных ветроустановках, например фирмы Enercon можно спокойно разговаривать в кабине не повышая голоса при работающей установке.

Аэродинамический шум стараются снизить соответствующим изменением профиля лопастей и выбором оптимальной скорости вращения ветроколеса. Вот как реально выглядит шумность ВЭУ по сравнению с другими источниками шума (см. табл.7.7) по данным Американской ветроэнергетической ассоциации.

А так выглядит сравнительная характеристика источников шума по данным Британской ветроэнергетической ассоциации.

Эти две таблицы хорошо дополняют друг друга.

При выборе площади для установки ВЭУ необходимо обеспечить удаленность от жилья на 200–250 м. При этом необходимо учесть розу ветров и соотношение высоты между местом установки ВЭУ и жильем.

В. Я слышал, что от шума ВЭУ гибнут червяки и насекомые, а за ними грызуны, хищники и т.д. и через некоторое время территория ВЭУ напоминает безжизненную пустыню. Так ли это?

О. Нет, не так. Это самый живучий *миф* не имеющий отношения к реальности. Его особенность еще и в том, что живет этот миф в основном в России и среди тех людей, которые профессионально не занимаются ветроэнергетикой, но чего-то, когда-то, где-то об этом слышали. Довольно часто этот миф используется для того, чтобы воспрепятствовать строительству ветростанций. При этом люди не отдают себе отчет в казалось бы очевидных фактах.

На уровне 2012 г. в 23 зарубежных странах установленная мощность ветростанций превысила 1000 МВт, а в США (60 007 МВт) и Германии (31 308 МВт),

а мощность всех действующих ветроэнергетических станций мира превысила 282 тыс. МВт.

Однако, о «бедных грызунах» там никто не вспоминает. Возникает вопрос: почему? Да потому, что этой проблемы не существует. История вопроса такова. В семидесятых годах в начале взросления ветроэнергетики на первых конструкциях ВЭУ генерировался шум, среди спектра различных частот которого имелась составляющая с частотой 3–10 Гц, называемая «инфразвуком». Звук с малой частотой угнетающе действует на живые организмы, в том числе на насекомых. Это явление было преодолено выбором профиля лопастей и выбором скорости вращения ветроколеса. Проблема была решена. «Инфразвук» ветроустановка не генерирует. Всякие публикации по этому вопросу в научных журналах прекратилась примерно к 1985 г. Все об этой проблеме забыли, кроме отдельных «знатоков» в России. Авторам приходилось бывать на ветростанциях штата Калифорния в США и они лично на территории ВЭС Tehachapi Pass, на которой установлено 7 тыс. ветроустановок, видели сусликов и даже койота, который охотился за ними. Плотность современных ВЭС гораздо ниже, поскольку единичная мощность ВЭУ, которыми комплектуется современная ВЭС, составляет 1 МВт и выше. Расстояние между ветроустановками достигает 400–500 м. В этих условиях и подавно отсутствует всякая опасность для насекомых, птиц и грызунов подвергаться отрицательным воздействиям от шума ветроустановок и не только от «инфразвука». Площадь между ветряками используется либо как пастбище, либо для выращивания сельскохозяйственных и кормовых культур. Обычная картина на полях Германии, Дании, Голландии, где приходилось бывать авторам: скот, пасущийся рядом с ветроустановками, чайки, летающие между ними, и насекомые, спокойно занимающиеся своими делами в траве.

В. Сколько земли нужно для ветростанции?

О. Собственно под ветроустановку нужно 200–400 м², плюс дорога к ней, длина которой зависит от общей схемы дорог.

Если ВЭС располагается на плодородных землях, то промежутки между ВЭУ используются по своему прямому сельскохозяйственному назначению. В США и Европе среди фермеров процветает бизнес, они получают арендную плату за предоставления земли под ветроустановки, продолжая заниматься своим прямым делом; выращиванием сельскохозяйственных культур и животноводством. Причем в договорах предусматривается 100 % рекультивация земли после истечения срока службы ВЭУ.

Но чаще всего ВЭУ располагаются на землях не пригодных для сельского хозяйства. Описанная выше ситуация резко отличается от землеотвода под тепловые и атомные электростанции, не говоря уже о ГЭС с крупным водохранилищем. В этом случае земли для сельского хозяйства теряются безвозвратно.

В. Сколько требуется воды для работы на различных электростанциях и на ВЭС?

О. Проблема обеспечения водой промышленных предприятий и электростанций становится все более актуальной.

По данным Калифорнийской энергетической комиссии электростанции на органическом топливе потребляют количество воды (имеется ввиду прямые потери на испарение и не учитывается возврат воды, и ее дальнейшее использование) указанное в табл. 7.9.

На ветростанциях вода используется для очистки лопастей от пыли, которая осаждающаяся на лопастях, изменяет аэродинамический профиль и снижает эффективность работы ВЭУ. По данным Американской ветроэнергетической ассоциации, промывать лопасти целесообразно четыре раза в год. Аналогично рекомендуется очищать от пыли фотоэлектрические панели. Расход воды на эти цели для электростанций на возобновляемых источниках показан в табл. 7.10.

Таким образом, безвозвратные потери воды на ВЭС в 475 раз меньше, чем на АЭС, около 400 раз меньше чем на угольных станциях и 275 раз менее чем станциях на газе.

В. Существует мнение, что ветростанции не снижают объем вредных выбросов от топливных электростанций, поскольку тепловые электростанции продолжают работать из-за нестабильности поступления энергии от ветростанций. Так ли это?

О. Нет, конечно, не так. Во-первых, количество вредных выбросов прямо пропорционально количеству сожженного топлива. А количество сожженного топлива на тепловых электростанциях (ТЭС) напрямую зависит от количества выработанной энергии. Здесь нужно взять поправку на снижение КПД тепловой станции при снижении нагрузки, но это несоответствие составляет несколько

Таблица 7.9

Безвозвратный расход воды электростанциями на органическом топливе

Вид электростанции	Расход воды, литров/кВт ч
Атомная	2,3
На угле	1,9
На нефти и нефтепродуктах	1,6
С комбинированным циклом на газе	0,95

Таблица 7.10

Безвозвратный расход воды, на электростанциях на возобновляемых источниках энергии

Вид электростанции	Расход воды, л/ кВт ч
Ветровые	0,004
Фотоэлектрические	0,110

процентов. Значит, с выдачей энергии от ВЭС снижается энергия, вырабатываемая на ТЭС и, следовательно, снижается объем вредных выбросов.

Во-вторых, регулирование мощности в энергосистеме ведут обычно гидростанции, поэтому небольшие изменения мощности от ВЭС воспринимаются гидростанциями.

В-третьих, даже если в энергосистеме регулирование мощности ведут тепловые станции, то, как показывают исследования, при вводе ветростанции мощностью 100 МВт, дополнительная мощность для регулирования на ТЭС иногда требуются всего около 1 МВт.

Так что сокращение вредных выбросов при работе ВЭС является неоспоримым фактом.

В. Как ВЭУ влияют на чистоту воздуха?

О. Очень положительно, поскольку от ВЭУ нет эмиссии парниковых газов, как от всех тепловых электростанций; нет выбросов газов, образующих кислотные дожди и смоги, нет выбросов твердых частиц, как от угольных электростанций.

В. Ветро турбина искажает телевизионные и другие коммуникационные сигналы?

О. Искажения бывают очень редко и их можно избежать. Большие ветротурбины могут искажать сигналы, если они находятся на “линии видимости”. Усиление приемной антенны или установка радиорелейной станции около ветростанции решают проблему. На практике нашли применение оба способа.

В. Чего делают производители ВЭУ, чтобы снизить уровень шума?

О. Таких направлений несколько. Среди них:

Ориентация на ветер. Раньше практиковалось две конструкции ветротурбин. Одна, когда ветер набегаает на ветроколесо («на ветер»), вторая, когда ветер сначала встречает гондола, а затем ветроколесо («под ветер»). На конструкции «под ветер» ориентация ветроколеса происходит за счет давления ветра и никаких дополнительных устройств поворота не нужно. В конструкциях «на ветер» ориентация происходит с помощью специального механизма поворота, действующего от датчика направления ветра — флюгера. Это существенно усложняет конструкцию ветроустановки, но именно эту конструкцию приняли все современные фирмы и именно потому, что она издает гораздо меньше шума. В конструкциях «под ветер», набегающий поток ветра встречает гондолу, турбулизируется ею и начинает издавать импульсы скачков шума. Поэтому в настоящее время почти все мощные ветроустановки выполняются с ориентацией «на ветер».

Башни и гондолы обтекаемой формы. Для башни принята за базу коническая стальная труба. Решетчатые башни на мощных ВЭУ применяются крайне редко, хотя они гораздо дешевле. Причина такая: стремление уменьшить тур-

булизацию потока и снизить шум. Если раньше кабина была угловой формы, то сейчас практически все кабины обтекаемой формы.

Усиление звукопоглощения кабин и применение других конструктивных решений по оборудованию. Внутренность кабины обшивается специальными звукопоглощающими материалами. Источники технического шума, в первую очередь редукторы, покрываются звукопоглощающими кожухами, крепление к несущей раме оборудования (редуктор, генератор, подшипник) осуществляется с применением демирирующих прокладок, что снижает вибрацию и механический шум.

Лопастни ветроколеса становятся более эффективными. С накоплением опыта все более совершенствуется аэродинамический профиль лопастей, они становятся более эффективными и одновременно менее шумными.

В. Что можно сказать о шумности малых ВЭУ?

О. Парадоксально, но шумность малых ВЭУ больше, чем шумность больших ветротурбин, по крайней мере, по двум причинам:

- скорость вращения ветроколеса и соответственно концов лопастей малых ВЭУ выше, чем у больших;
- гораздо больше средств выделяется на исследования по снижению шума от больших машин, чем для малых.

Поскольку неприятности от шума малых ВЭУ испытывает в основном владелец ВЭУ, то пока шумность малых ветроустановок не является препятствием их использования.

В. Являются ли ветростанции объектом туризма?

О. Да, и весьма популярным. Например, по данным Британской ветроэнергетической ассоциации, на первой коммерческой ветростанции в Делаболе (Delabole) за первые 10 лет побывало с экскурсиями 35 000 посетителей. В Шотландии 80 % туристов желают посетить ветростанции. Аналогичная картина и по другим странам.

В. Как можно оценить вклад ветроустановки в защиту среды обитания человека?

О. Вклад ветроустановки в защиту среды обитания человека зависит от ее мощности и средней скорости ветра, т.е. величины вырабатываемой ею энергии в течение года.

Так ВЭУ мощностью 1 МВт производит в год в среднем 2,6 млн. кВт·ч. Это означает, предотвращение выбросов по сравнению с тепловой станцией на угле:

- двуокиси серы — 3,6 т;
- окислов азота — 10 т;
- углекислого газа — 2 970 т;
- твердых частиц — 0,86 т.

Такое количество углекислого газа поглощает лес на площади 2,5 км², так что работающая ветроустановка как бы непрерывно расширяет лесной массив.

7.6. ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА СОЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ЖИЗНИ НАСЕЛЕНИЯ

Выявлены, по крайней мере, два аспекта влияния ветроэнергетики на социальные условия жизни населения:

- обеспечение электроэнергией населения и местной промышленности в населенных пунктах с автономным электроснабжением (не подключенным к сетям общего пользования);
- создание рабочих мест, как непосредственно в отрасли, так и в сопутствующих отраслях и направлениях деятельности людей.

Первый аспект в странах Европы имеет достаточно ограниченное значение, поскольку в Европе практически все населенные пункты на материке подключены к сетям общего пользования. Изолированные местные системы встречаются на островах, поэтому ветро-дизельные системы часто называются «островными» (island). Для России этот аспект имеет очень важное значение, поскольку в зонах автономного энергоснабжения проживает порядка 10 миллионов человек. В значительной доле этих населенных пунктов имеются ветровые условия, достаточные для эффективной работы автономных ветроустановок и ветро-дизельных систем.

Второй аспект — создание дополнительных рабочих мест также существенно важен для России и его значение можно понять, рассмотрев ситуацию в странах Евросоюза (По данным Wind at Work, by the European Wind Energy Association, January, 2009).

7.6.1. Занятость в секторе ветроэнергетики ЕС в 2007 г.

По состоянию на конец 2007 г. число рабочих мест, занятых в ветроэнергетике Европы, составило около 108 600 человек. Ситуация по странам представлена в табл. 7.11.

Включая занятость в сопутствующих отраслях количество рабочих мест в ветроэнергетике EU в 2007 г. составляло 154 000 человек.

В ранее проведенных исследованиях в EU-15 число непосредственно занятых составляло в 2002 г. 48 363 человека. Таким образом, число непосредственно занятых в ветроэнергетике увеличилось на 60 237 человек (125 %).

В среднем число непосредственно занятых за период 2002–2007 гг. увеличивалось ежегодно на 12 047 человек. Другими словами новых 33 человека получали работу каждый день за последние пять лет.

Как показано на рис. 7.1 (см. цв. вкл.) и в табл. 7.12 львиная доля непосредственно занятых приходится на производство ветротурбин и их компонентов (59 %). На этот сектор приходится основное количество рабочих мест в сопутствующих отраслях.

Таблица 7.11

Число рабочих мест, занятых в ветроэнергетике Европы

Страна	Число непосредственно занятых в ветроэнергетике в странах ЕС	Страна	Число непосредственно занятых в ветроэнергетике в странах ЕС
Австрия	700	Ирландия	1500
Бельгия	2000	Италия	2500
Болгария	100	Нидерланды	2000
Чешская республика	100	Польша	800
Дания	23500	Португалия	800
Финляндия	800	Испания	20500
Франция	7000	Швеция	2000
Германия	38000	Великобритания	4000
Греция	1800	Другие страны ЕС	400
Венгрия	100	Итого	108600

Таблица 7.12

Количество занятых по видам деятельности

	Доля непосредственно занятых, %	Количество непосредственно занятых, чел.	Количество занятых в сопутствующих отраслях, чел.	Всего занятых
Производство ветроустановок	37,0	40182	42716	82908
Производство компонентов	22,0	23892		
Создание ветростанций	16,0	17376		
Монтаж, эксплуатация, обслуживание	11,0	11946		
Независимые производители (ИПР)/службы обслуживания	9,0	9774		
Консультации (инжиниринг)	3,0	3258		
Исследования и разработки/университеты	1,0	1086		
Финансирование (страховка)	0,3	325,8		
Прочие	0,7	760,2		
Итого	100	108600	42716	151316

Таблица 7.13

Удельное количество рабочих мест в 2007 г., мест/МВт

Производственный сектор	Рабочие места	Рабочие места/годовой ввод, МВт	Рабочие места/установленная мощность, МВт	База
Производство ветротурбин — прямая занятость	64074	7,5		
Производство ветротурбин — сопутствующая занятость	42716	5,0		Ежегодно
Монтаж	10665	1,2		
Эксплуатация и обслуживание	18657		0,33	Нарастающим итогом
Другая прямая занятость*	15204	1,3	0,07	
Всего рабочих мест	151316	15,1	0,4	

* Независимые производители, обслуживающие службы, консультанты, исследователи в институтах и университетах, финансисты и т.п.

В табл.7.13 показано распределение удельного количества работающих по отношению к годовому вводу мощности и к общей установленной мощности.

В целом на 1 МВт годового ввода установленной мощности приходится 15,1 рабочих мест, а по отношению к общей установленной мощности приходится 0,4 рабочих места.

7.6.2. Прогноз занятости в секторе ветроэнергетики Европейского союза на период 2007–2030 гг.

В соответствии с базовым сценарием Европейской ветроэнергетической ассоциации (EWEA, 2008) к 2020 г. общая установленная мощность ветровых электростанций достигнет 180 и 300 ГВт на конец 2030 г. В течение этого периода значительно увеличится доля морских ветростанций. С учетом сценария развития наземных ветростанций и оценки стоимости этих ветростанций на перспективу 2008–2030 гг. произведена оценка занятости в ветроэнергетике ЕС на этот период (рис. 7.2 (см. цв. вкл.)).

В прогнозных оценках принято, что отношение численности занятых в сооружении и обслуживании наземных ВЭС к соответствующей численности морских ВЭС равно отношению стоимостей сооружения морских и наземных ВЭС.

В результате получено, что отношение «количество рабочих мест/МВт» линейно уменьшается от 15,1 для вновь установленных ВЭУ и 0,4 для общей установленной мощности, имеющих место в 2007 году снизится до 11 и 0,29 соответственно в 2030 г.

Количество занятых в ветроэнергетике EU увеличится более чем в два раза: от 154 000 в 2007 г. до почти 330 000 в 2020 г. К 2030 г. число работающих в ветроэнергетике ЕС составит более 377 000, в том числе около 16 000 в наземных ВЭС и 216 000 в морских ВЭС (табл.7.14).

Таблица 7.14

Прогноз ввода мощностей и занятость в ветроэнергетической отрасли Европейского союза на период до 2030 г.

	Годовой ввод, МВт			Нарастающим итогом, МВт			Количество рабочих мест, чел.		
	наземные	морские	итого	наземные	морские	итого	наземные	морские	итого
2007	8344	210	8554	55500	1100	56535	147736	6370	154106
2010	6873	1331	8205	76500	3500	80000	129271	41396	170667
2015	8086	2300	10386	112500	12000	124500	151047	61401	212448
2020	9949	6805	16754	145000	35000	180000	176199	152491	328690
2025	10519	8504	19023	164800	74500	239300	177194	191744	368938
2030	9882	9590	19472	180000	120000	300000	161606	215637	377244

Поскольку основные данные по ветроэнергетике мира публикуются на английском и немецком языках, в приложении приводятся наиболее употребляемые термины и словосочетания и их перевод на русский язык.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 7

1. Global wind Report. Annual Market Update 2012. GWEC. April 2013.
2. Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V 82-1,65 MW turbines.
3. REN 21 Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century. 2013.
4. Wind and Work. Wind Energy and job creation in the EU. EWEA. 2009.
5. **Васильев Ю.С., Безруких П.П., Елистратов В.В., Сидоренко Г.И.** Оценка ресурсов возобновляемых источников энергии в России. — С.-Пб., Изд-во Политехнического университета, 2008. — 250 с.
6. **Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.)** Ветроэнергетика. Вымыслы и факты. Ответы на 100 вопросов. — М., Изд-во Центр экологической политики, 2011. — 74 с.
7. Renewables 2013. Global status report, REN 21, 2013.

Приложение.

НАИБОЛЕЕ УПОТРЕБЛЯЕМЫЕ ТЕРМИНЫ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Английский (English)	Немецкий (Deutsch)	Русский
upon request	auf Anfrage	по запросу
included	inklusive	включен
years	Jahre	годы
revolution per minute	Umdrehungen pro Minute	обороты в минуту
epokcid resin	Epoxydharz	эпоксидная смола
glass reinforced plastics (GRP)	Glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK)	стекловолокнистый пластик
carbon fibre reinforced plastics (GFRP)	Kohlefaserverstärkte Kunststoffe (CFK)	углеволоконный пластик
wood epoxy	wood-epoxy	деревоэпоксидные
lightning protection system	Blitzschutzsystem	система молниезащиты
semi-integrated	teilintegriert	частично (полу) составной
separate	autgelöst	отдельный
combined	kombiniert	комбинированный
spur gear	Stirnradgetriebe	
planetary gear	Planetengetriebe	планетарный редуктор
gearless	getriebelos	безредукторный
synchronous	synchron	синхронный
ring generator	Riggenerator	кольцевой генератор
permanent magnet	Permanenmagnet	постоянный магнит
asinchronous	asynchron	асинхронный
pole-switchable	polumschaltbar	с переключением – полюсов
double fed induction	doppelfeispespeist	с двойным питанием
liquid-cooled	flüssig keitsgekühlt	охлаждаемый жидкостью
direct	direct	постоянный (прямой)
via converter	über Umrichter	через выпрямитель
electronic line synchronisation	elektronische Netzsynchro- nisation	автоматическая синхронизация с сетью с помощью электрон- ных систем
power inverter	Wechselrichter	силовой инвертор
thyristors	Thyristoren	тиристоры
fixed	starr	звезда
two-step	zweistufig	двойная ступень
three-step	dreistufig	тройная ступень
pulse-width modulated IGBT in- verter	puls weitenmodcladierter IGBT- Umrichter	пульсирующий широкополос- ный модулятор IGBT инвертора
variable via microprocessor	variabel über Mikroprozessor	изменяемый микропроцессором
disk brake	Scheibenbremse	дисковой тормоз
blade pitch control	Blattwinkelverstellung	управление поворотом лопастей
individual blade pitch control	Einzel-Blattwinkelverstellung	индивидуальный привод каж- дой лопасти
blade tip control	Blattspitzenverstellung	управление конечной частью лопастей (наконечником)
elektric gear motor	elektrischer Gefriebemotor	электрический двигатель пово- рота
hydraulic gear motor	hydraulischer Gefriebemotor	гидравлический двигатель по- ворота
load-dependant damping	lastabhängige Dämpfung	торможение нагрузкой
latteice tower	Gitterturm	решетчатая башня

Английский (English)	Немецкий (Deutsch)	Русский
concrete tower	Betonturm	бетонная башня
steeltubular tower	Stahlrohrturm	стальная коническая башня
cylindrical	zylindrisch	цилиндрический
conical	konisch	конический
double conical	doppelt konisch	двойной конический
galvanized	verzinkt	гальванизированный
coated	beschichtet	покрытый
multi-layered paint design	mehrschichtiger Farbaufbau	многослойное покрытие
painted	gestrichen	окрашенный
type approved	typengeprüft	прошедший типовое испытание
not specified (n.s.)	kline Angabe (k.A.)	не определенный
commissioned	beauftragt	включенный в работу
miscellaneous	diverse	смешанный, разнообразный
vien in measurement results	siehe Messergebnisse	с точки зрения результатов измерения
egivalent	gleichwertig	эквивалентный, подобный
available	liegt vor	полезный, пригодный
anticipated	erwartet	ожидаемый
price (excl. VAT)	priese (ohne MWSt)	цена без НДС
turbine	Anlage	турбина
delivery	Anlieferung	доставка, поставка
assembly	Montage	монтаж
remote date control	Datenfernüberwachung	дистанционное управление
maintenance	Wartungsvertrag	техобслуживание
warranty	Gewährleistungszeit	гарантия, гарантийный срок
Power	Leistung	мощность
rated power	Nennleistung	номинальная мощность
rated wind speed	Nenn wind geschwindigkeit	номинальная скорость ветра
cut-in wind speed	Einschaltwindgeschwindigkeit	стартовая скорость ветра
cut-out wind speed	Abschaltwindgeschwindigkeit	скорость ветра, при которой установка отключается
Rotor	Rotor	ротор (ветроколесо)
diameter	Durchmesser	диаметр
swept area	Überstrichene Fläche	ометаемая поверхность
number of blades	Blattzahl	число лопастей
rotor speed	Drehzahl	скорость вращения ротора (число оборотов)
weight incl. hub	masse incl. Nabe	вес, включая оголовок
type	Typenberechnung, Bauart	тип
material	Material	материал
manufachurer	Hersteller	изготовитель
Nacelle	Gondel	кабина (гондола)
design	Aufbau	дизайн, общие принципы конструкции
weight (without rotor)	Masse (ohne Rotor)	вес, без ротора
gear box	Getriebe	редуктор
stages	Stufen	ступень
ratio	Übersetzung	коэффициент передачи
manufacturer	Hersteller	изготовитель
Generator	Generator	генератор
type	Bauart	тип
number	Anzahl	количество, номер

Английский (English)	Немецкий (Deutsch)	Русский
Speed	Drehzahl	скорость вращения
voltage	Spannung	напряжение
grid connection	Netzaufschaltung	подключенный к сети
Control and Protection system	Regel-und Sicherheitssystem	система управления и защиты
power limitation	Leistungsbegrenzung	ограничение мощности
speed control	Drehzahlregelung	регулирование скорости вращения
main brake	Hauptbremse	главный тормоз
secoud brake system	Bremsystem	вторичная система торможения
yaw control system	Windrichtungsnachführung	система управления поворотом
manuf. of control system	Hersteller der Steuerung	изготовитель системы управления
tower	Turn	башня
hub height	Nabenhöhe	высота оголовка
weight	Masse	вес
corrosion protection	Korrosionsschutz	защита от коррозии
reference energy yield	Referenzerträge	прогнозируемая (расчетная) выработка энергии
power curve	Leistungskennlinie	характеристика мощности
sound power level	Schallleistungspegel	уровень звуковой мощности
electrical chracteristics	Electriche Eigenschaften	электрические характеристики
type appoval	Typenprüfung	тип испытаний
survival wind Speed	Überlebenswindgeschwindigkeit	буревая скорость ветра
miscellaneous	Sonstiges	смешанный
references	Referenzen	ссылка, справка, литература
guideline	Richtlinie	руководящее указание
penalty for tonaliti	Tonhaltigkeitszuschlag	поправка на тональность
penalty for impulse	Impulsaltigkeitszuschlag	поправка на импульсность
power peek	leistungsspitze	пиковая мощность
power factor	leistungsfactor	КПД
apparent power	Scheinleistung	кажущаяся мощность
flicker	Flicker	фликкер
remark	Bemerkungen	примечание

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Этапы развития	4
1.1. От древности до конца XIX века	4
1.2. Развитие ветроэнергетики за период: XIX в. – 80-е годы XX века	5
1.3. Ветроэнергетика конца XX века – начала XXI века. Этапы и перспективы развития	9
1.3.1. Ветроэнергетика первого этапа	10
1.3.2. Ветроэнергетика второго этапа	12
1.3.3. Ветроэнергетика третьего этапа	13
1.4. Прогнозы и реальности развития ветроэнергетики	17
1.4.1. Долгосрочные и среднесрочные программы и сценарии	17
1.4.2. К вопросу о сравнении ВЭС и АЭС	22
1.4.3. Общие итоги развития ветроэнергетики Европейского Союза на конец 2010 г.	24
1.4.4. Сценарии развития ветроэнергетики ЕС на конец 2020 г.	25
1.4.5. Новые сценарии развития ветроэнергетики мира	27
1.4.6. Технические аспекты ветроэнергетики третьего этапа	31
1.4.6.1. Технические данные наиболее мощных ветроустановок	34
1.4.6.2. К вопросу о роли ветроэнергетике в энергобалансах	42
П р и л о ж е н и е 1.1. Постановление Совета Министров СССР «Об ускоренном развитии ветроэнергетической техники в 1988–1995 годах»..	44
Список литературы к главе 1	65
Глава 2. Основы ветроэнергетики	66
2.1. Ветер, как явление природы	66
2.2. Ветер, как энергетический ресурс	68
2.2.1. Климатологические характеристики ветровой энергии	68
2.2.2. Энергетические характеристики ветра	78
2.2.3. Распределение ресурсов ветровой энергии по федеральным округам Российской Федерации	82
П р и л о ж е н и е 2.1. К вопросу об устойчивости ветроустановок к штормовому ветру. Буревая скорость $v_{бур}$ по данным испытаний прототипов	84
П р и л о ж е н и е 2.2. Ветроэнергетические ресурсы о. Харлов, Мурманской области	85
П р и л о ж е н и е 2.3. Ветроэнергетические ресурсы территории п. Мезень, Архангельской области	90
Список литературы к главе 2	94

Глава 3. Энергетические характеристики и элементы конструкции мощных ветроустановок	95
3.1. Классификация ветроустановок	95
3.2. Основы теории ветроэнергетических установок	101
3.3. Мощность и энергия вырабатываемые ветроустановкой	112
3.4. Элементы конструкции ветроустановок	116
3.5. Главные схемы электрических соединений ВЭУ	120
3.5.1. Схемы сетевых ВЭУ	120
3.5.2. Схемы электрических соединений ВЭС	124
3.5.3. Ветродизельные системы	127
Приложение 3.1. Технические характеристики ВЭУ мощностью свыше 100 кВт	130
Приложение 3.2. Наземные ветростанции Великобритании	153
Приложение 3.3. Развитие морских (оффшорных) ветростанций в странах Европы	157
Приложение 3.4. Ветростанции Германии мощностью 10 кВт и выше	161
Список литературы к главе 3	186
Глава 4. Малые ветроустановки и их использование	187
4.1. Определение малой ветроустановки	187
4.2. Статистические данные по малым ВЭУ	188
4.2.1. Количество установленных малых ВЭУ	188
4.2.2. Общая установленная мощность малых ВЭУ в мире	188
4.2.3. Производители малых ВЭУ	189
4.3. К вопросу о стоимости малых ВЭУ	189
4.4. Механизмы поддержки, стандартизация, сертификация малых ВЭУ	191
4.5. Прогноз развития рынка малых ВЭУ до 2020 г.	193
4.6. Технические аспекты малых ВЭУ	193
Приложение 4.1. Производители малых ВЭУ и их типы	197
Приложение 4.2. Ветроустановки китайского производства	202
Приложение 4.3. Ветроустановки Дании	204
Приложение 4.4. Ветроустановки канадской фирмы	205
Приложение 4.5. Ветроустановки малой мощности для индивидуальных домов разных стран	206
Приложение 4.6. Ветроустановки отечественного производства	207
Список литературы к главе 4	211
Глава 5. Экономика ветроэнергетики	212
5.1. Капитальные вложения	214
5.2. Себестоимость производства электроэнергии	218
5.3. Способ предварительной оценки срока окупаемости ВЭС	228
Список литературы к главе 5	230

Глава 6. Ветроустановка и окружающая среда	231
6.1. Постановка задачи	231
6.2. Среда обитания человека	232
6.3. Негативные факторы влияния ВЭС на среду обитания человека и их оценка ...	232
6.4. Экологические преимущества ветроэнергетики	249
6.4.1. Общая оценка	249
6.4.2. Определение объемов предотвращения загрязнения среды обитания человека вредными выбросами	250
6.4.3. Использование воды	251
6.4.4. Потребность в земле	252
6.5. Заключение	254
П р и л о ж е н и е 6.1. Допустимые уровни звукового давления	256
Список литературы к главе 6	257
Глава 7. Ветроэнергетика в вопросах и ответах	258
7.1. Ветроэнергетика и энергетика	258
7.2. Ветроэнергетика и промышленность	269
7.3. Ветроэнергетика и экономика	272
7.4. Ветроэнергетика — селу	279
7.5. Ветроэнергетика и среда обитания человека (экология)	281
7.6. Ветроэнергетика и ее влияние на социальные условия жизни населения.	290
7.6.1. Занятость в секторе ветроэнергетики ЕС в 2007 г.	290
7.6.2. Прогноз занятости в секторе ветроэнергетики Европейского Союза на период 2007–2030 гг.	292
Список литературы к главе 7	293
П р и л о ж е н и е. Наиболее употребляемые термины ветровой энергетики	294

Справочно-методическое издание

Безруких Павел Павлович
Безруких Павел Павлович (мл.)
Грибков Сергей Владимирович

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Серия 3.
Возобновляемая энергетика

Том 8.
Ветроэнергетика

Сдано в набор 31.06.14. Подписано к печати 15.08.14.
Формат 70×100 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 24,5. Усл. кр-отг. 24,5. Уч.-изд. л. 26,92.
Тираж 5 000 экз. (1-й з-д 1 000 экз.). Заказ № 1516.

Издательство «Теплоэнергетик»
119021 Москва, Комсомольский проспект, д.1

Отпечатано с оригинал-макета в ППП «Типография «Наука»
121099 Москва, Шубинский пер., 6



9 785983 850149

Уважаемые читатели!

Фирма «Интехэнерго-Издат» в 2014–2015 гг. планирует подготовить и издать в рамках «Библиотеки энергоэффективности и энергосбережения» три серии справочно-методических изданий.

Серия 1. «Энергоменеджмент и энергоаудит»

- Том 1.* «Энергосбережение, энергоаудит и энергоменеджмент»
- Том 2.* «Энергосбережение в системах промышленного электроснабжения»
- Том 3.* «Энергосбережение в системах теплоснабжения»
(«Источники теплоты ЦТП и сети теплоснабжения»)
- Том 4.* «Энергосбережение в системах водоснабжения и водоотведения»
- Том 5.* «Энергосбережение в зданиях и внутридомовых инженерных системах»
- Том 6.* «Экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий»

Серия 2. «Энергоэффективность по отраслям»

- Том 1.* «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях»
- Том 2.* «Маркировка энергоэффективности электрооборудования»
- Том 3.* «Энергосбережение в строительстве и производстве строительных материалов»
- Том 4.* «Энергосбережение в машиностроении»
- Том 5.* «Энергосбережение на железнодорожном транспорте»
- Том 6.* «Энергосбережение на городском электрическом транспорте»
- Том 7.* «Энергосбережение в черной металлургии»
- Том 8.* «Энергосбережение в электроэнергетике».

Серия 3. «Возобновляемая энергетика»

- Том 1.* «Нормативно-правовое развитие возобновляемой энергетики»
- Том 2.* «Физические основы использования солнечной энергии»
- Том 3.* «Использование солнечной энергии для производства электрической энергии»
- Том 4.* «Использование солнечной энергии для производства тепловой энергии»
- Том 5.* «Геотермальная энергетика»
- Том 6.* «Использование биомассы в энергетических целях»
- Том 7.* «Использование низкопотенциальной теплоты»
- Том 8.* «Ветроэнергетика»
- Том 9.* «Малые ГЭС»
- Том 10.* «Использование энергии океана»

По вопросам приобретения и распространения изданий обращаться по телефону в Москве: (495) 362-79-37 или по электронной почте: izdat12@mail.ru.