

ЭНЕРГИЯ ВЕТРА: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НА БУДУЩЕЕ

Альфред Дж. Кавалло

В натуральных экспериментах на более, чем 17800 ветряных турбинах в Дании и Калифорнии было тщательно испытано современное поколение технологий ветряных турбин и доказана его эффективность. Надежность сейчас является удовлетворительной; кроме того, накоплен опыт работы ветровых хозяйств и процедур их эксплуатации. Типичный размер установок за последние десять лет увеличился в 10 раз; ветряные турбины с мощностью 0,5 МВт уже предлагаются несколькими фирмами. Более того, успехи в технологиях ветряных турбин за последующие 20 лет (новые материалы для лопастей и передач, лучшие системы управления и операционные стратегии, усовершенствованная электроника для работы с большими мощностями) значительно сократят капитальные затраты, а также операционные и эксплуатационные расходы. В районах с хорошими ветровыми ресурсами (поток энергии ветра 450 Вт/м^2 на высоте оси ротора) ветряные турбины производят сейчас электричество по цене 0,053 доллар/(кВт-час) (процентная ставка 6%, налоги не включены). При хорошо обдуманной технологии ветряных турбин цена, как ожидается, опустится ниже 0,03 доллар/(кВт-час), что превратит генерируемую ветром электроэнергию в полностью конкурентоспособную по сравнению с электроэнергией, производимой на угольных станциях. Кроме того, пригодные для экономической эксплуатации ветровые ресурсы (с потоком энергии ветра более 350 Вт/м^2 на высоте 50 м) обширны и широко распространены. Вообще говоря, производимая ветром электроэнергия может быть легко включена в потребительскую сеть, не испытывая нужды в специальных накопителях. В результате разработка экономически конкурентоспособных ветряных турбин должна оказать заметное влияние на энергетическую промышленность во многих частях света.

Автор работает в Центре по изучению энергетики и окружающей среды при Принстонском университете, Принстон, Нью Джерси, США.

ВВЕДЕНИЕ

За последние 20 лет выдающийся прогресс был достигнут в технологии, используемой для преобразования энергии ветра в электроэнергию. Более 15000 ветряных турбин в Калифорнии и 2800 в Дании были включены в существующие потребительские цепи. Стоимость производимого ветром электричества в Калифорнии за последние несколько лет значительно уменьшилась (см. рис.1)¹. Капитальные затраты на монтаж также резко упали и эффективность использования ветряных турбин значительно улучшилась (см. рис.2), а это указывает на быстрое совершенствование методики производства и методов управления ветровыми хозяйствами.

Калифорния и Дания сейчас производят 1,1% и 2,5% своего среднего энергопотребления, соответственно, от ветряных турбин; Дания надеется, что ветряные турбины будут обеспечивать к 2005 году 10% ее потребностей в электричестве.

Ветровые ресурсы Калифорний и Дании ни в коем случае не являются уникальными. Ресурсы такого же или более высокого качества имеются в распоряжении во многих других регионах. В исследовании⁴, основанном на работах Всемирной метеорологической организации и Тихоокеанских северозападных лабораторий⁵, приведена оценка, что глобальный потенциал энергии ветра в несколько раз выше глобального потребления электроэнергии. Даже после учета ограничений на занимаемую площадь, влияние на окружающую среду и интеграцию в систему энергия ветра могла бы обеспечивать 20% глобальных потребностей в электроэнергии⁶. При разумных предположениях об энергосистеме и ограничениях на участки для расположения ветряных турбин⁷, ветро-электрический потенциал двух амери-

канских штатов, Северной и Южной Дакоты, оценивается в 80% от существующего энергопотребления США⁸. Ясно, что расширение индустрии энергии ветра не ограничено физическим наличием ветровых ресурсов.

Существует много примеров умелого использования энергии ветра в средние века и древние времена. Например, простые ветряные мельницы использовались для откачки воды в Китае за несколько сот лет до нашей эры. Еще за 200 лет до нашей эры ветряные мельницы с вертикальной осью применялись на Ближнем Востоке для размалывания зерна. Ветряные мельницы затем были ввезены в Европу в 11 веке купцами и рыцарями-пегералами, вернувшимися из крестовых походов⁹. Конструкции ветряных мельниц были улучшены сначала в Голландии, а затем в Англии¹⁰⁻¹¹. Наиболее широко они использовались в 18 веке, когда более 10000 мельниц только в Нидерландах применялись для размала зерна, откачки воды и пилки дерева. Со временем мельницы не смогли конкурировать с дешевым, удобным и надежным ископаемым топливом и были заменены паровыми машинами. В США ветряные мельницы лучше всего известны по их роли в освоении американского Запада. Ветряные мельницы поставляли воду для скота и маломасштабной ирригации, а также работали в качестве самостоятельных источников электроэнергии для питания изолированных усадеб¹². Ветряные мельницы использовались также для снабжения водой железных дорог.

Современные ветряные турбины скорее всего надо включать в общие энергосети наряду с другими типами генераторов. Большое число ветряных турбин может быть объединено в энергосети, что позволяет полностью (или почти) обойтись без систем хранения энергии. Изолированные от энергосети ветряные тур-

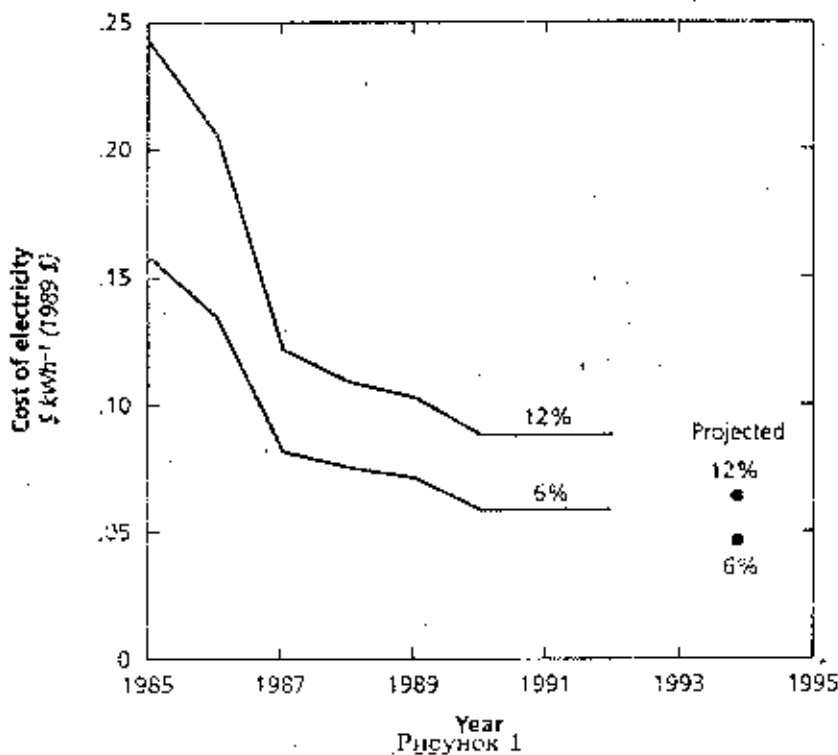


Рисунок 1

Уменьшение стоимости электричества от ветряных турбин в Калифорнии; приведены оценки на 1994 г.^{2,3}, для реальной учетной ставки 12% и 6%. Средний поток энергии ветра на перевалах в калифорнийских горах обычно превышает 450 Вт/м².

бины требуют систем запасного хранения энергии (подзаряжаемые батареи в небольших системах или дизельные турбины в системах на много кВт), которые и дороги, и неудобны.

Хотя технология энергии ветра требует осторожного отношения к научным и инженерным деталям, она достаточно доступна для большинства, если не для всех, стран и во многих регионах мира становится экономически конкурентоспособной.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРА

Поток энергии, или плотность мощности (в единицах Вт/м²), ветра для струи воздуха с плотностью ρ , движущегося со скоростью v , дается выражением

$$P_w = \rho v^3 / 2 \quad (1)$$

Не весь поток энергии ветра доступен для полезной работы. Максимальная мощность¹⁴, которую можно извлечь из потока ветра, составляет $(16/27)P_w = 0,593 P_w$; эту величину называют пределом Бетца¹⁵, (подробности в Приложении А).

Поскольку поток энергии ветра пропорционален кубу его скорости, ветряная турбина должна быть способна функционировать в очень широком диапазоне значений P_w , чтобы приспособиться к типичным изменениям скорости ветра. Например, если усредненная характеристическая скорость ветра в данном районе равна v_{avg} , то при скорости ветра $0,5 v_{avg}$ доступный поток энергии составит только одну пятую от значения при v_{avg} , а при скорости $2 v_{avg}$ она вырастет в 8 раз по сравнению со значением при

v_{avg} . Скорости ветра, меньшие средней, дают мало полезной энергии, а при скоростях, заметно превышающих среднее значение, могут возникнуть перенапряжения в компонентах турбины. Таким образом, техническая проблема состоит в том, чтобы сконструировать ветряную турбину, которая может эффективно и надежно функционировать при больших изменениях P_w с минимальным уходом и с минимально возможными начальными капитальными затратами. Эта задача оказалась насущной.

В любом данном районе скорость ветра - это не постоянная величина, она изменяется в течение периодов длительностью в секунды, часы (суточные вариации), дни и месяцы (сезонные вариации). Частота, с которой колеблется то или иное значение скорости, описывается частотным распределением скорости ветра $f(v)$. Если нет информации о частотном распределении, часто предполагается распределение Рэя (см. рис.4; подробности приведены в Приложении А). Ветряная турбина может иметь дело с большими изменениями скорости ветра (см. рис.3). Флуктуации скорости, происходящие с секундными или минутными периодами, называют турбулентностью; они могут вызвать усталость и повреждение в компонентах турбины (лопасти, передачи, генераторы). Уровень турбулентности характеризуется интенсивностью турбулентности, которая равна отношению стандартного отклонения скорости ветра к его средней скорости. Районы с интенсивностью более 0,5 рассматриваются как слишком турбулентные для ветряных турбин¹⁶.

Кроме того, скорость ветра возрастает по мере повышения над поверхностью Земли. Обычно ско-

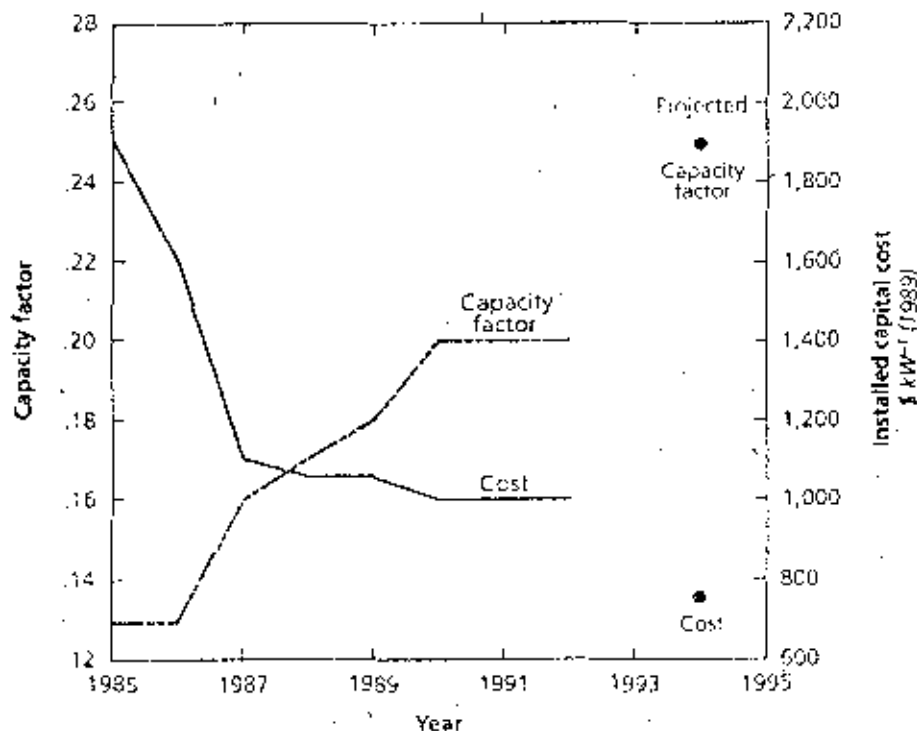


Рисунок 2

Коэффициент использования ветряных турбин в Калифорнии (это отношение реальной среднегодовой выработки энергии к расчетной) и капитальные затраты на их сооружение. Оценки этих параметров на 1994 год даны для турбины 33М-VS с переменной скоростью производства американской компании "Уиндпауэр" на основе публичных заявлений этой фирмы. Коэффициент использования на 1990 год - это средний показатель по всем калифорнийским ветровым хозяйствам. Без учета устаревших машин на перевале Альтамонт коэффициент использования ветровых хозяйств в этом районе примерно равен 0,24. Он составляет 0,24 для перевала Горнонио и 0,19 для перевала Техачапи³.

Скорость ветра измеряется всего на одной высоте - чаще всего порядка 10 м, что очень отличается от значений для возможной высоты гюльки ротора (25-50 м) у современных ветряных турбин. Скорость ветра на высоте гюльки рассчитывается, исходя из предположения, что скорость увеличивается как высота в степени 1/7 (см. Приложение А). Эта зависимость означает, что при равновесном распределении поток энергии ветра на высоте 50 м вдвое больше, чем на высоте 10 м. Этот закон был выведен из анализа многих наборов данных и его следует применять с осторожностью. Он критичен к оценкам потенциала энергии ветра, когда отсутствуют детальные данные о конкретном районе.

Распределение скоростей ветра также меняется с высотой - на больших высотах ветры обычно более устойчивы. На значительной части Великих североамериканских равнин ночные ветры на больших высотах (ночной поток¹⁷) значительно повышают ветро-электрический потенциал. Важно измерить (v) в течение (по крайней мере) одного года при нескольких различных возвышениях в данной точке, чтобы с достоверностью предсказывать производство энергии и уровни турбулентности в этом месте.

На рис. 4 показаны частотные распределения ветра, измеренные на высоте 10 м на перевале Альтамонт (Калифорния) и в Бушплэце (Техас)¹⁶. Сред-

няя скорость ветра в этом месте на перевале Альтамонт составляет около 6,4 м/с. Ветры с втрое большей скоростью (когда плотность мощности возрастает в 27 раз) встречаются только в течение одного процента времени. Дополнительная стоимость и вес турбины, необходимой, чтобы усвоить всю эту энергию при столь высоких скоростях ветра, не оправдываются выработанной энергией, получаемой дополнительно. Для оптимизации использования энергии в зависимости от стоимости турбины сконструированы турбины, где ограничивается используемая энергия при скоростях ветра, превышающих установленный номинал (см. Приложение Б). При очень высоких скоростях, обычно более 25 м/с, турбину надо полностью остановить, чтобы предотвратить ее от повреждения.

Значение потока энергии ветра более 400 Вт/м² при возвышении 50 м типично для многих районов мира, включая северное побережье Европы, Великобританию и Ирландию. При таком потоке энергии придется разместить около 3700 ветряных турбин с расчетной мощностью каждой 0,5 МВт (коэффициент использования 0,35) на площади около 400 км², чтобы производить в среднем 650 МВт электроэнергии, что сопоставимо с производительностью большой угольной или ядерной станции. Хотя на первый взгляд это может показаться неразумным, всего лишь

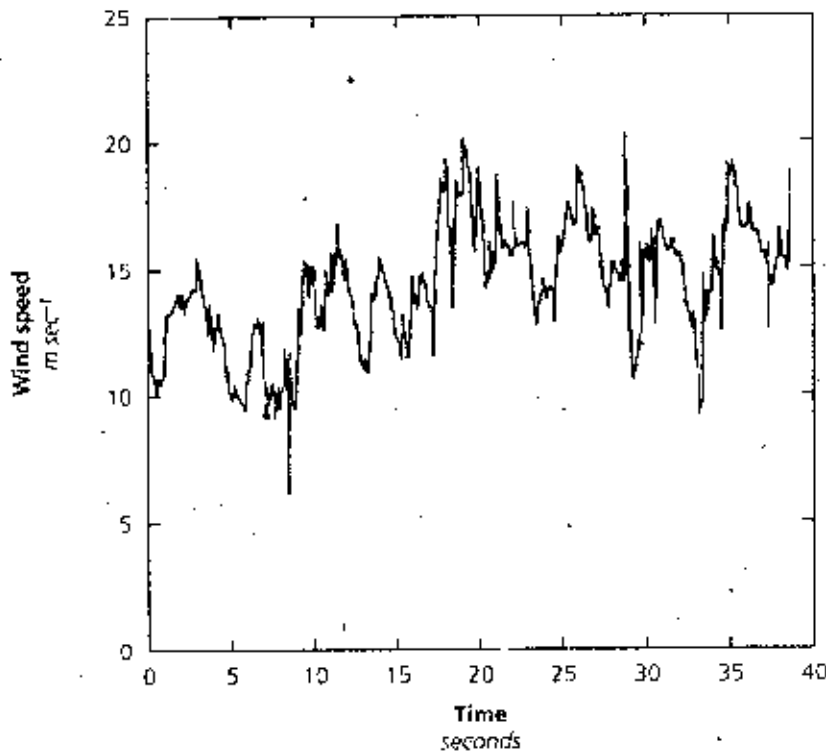


Рисунок 3

Скорость ветра как функция времени - измерения проведены в центре системы из 600 ветряных турбин на перевале Сан Горгонио в Калифорнии. Измерения проводились акустическим анемометром с собственной частотой 10 Гц. Расстояние между турбинами в одном ряду составляет два диаметра ротора (D), а каждый ряд отделен от другого на расстояние $6D$; турбины расположены перпендикулярно преобладающему направлению ветра. Средняя скорость ветра составляет 13,3 м/с, а стандартное отклонение равно 3,85 м/с. Для этого района интенсивность турбулентности равна 0,29.

1 - 5% участка земли, на которой расположены ветряные турбины, потребуются для установки башен, подведения дорог и электрических подстанций. Если отвлечься от зрительного эффекта, то окажется, что земля сама по себе практически не нарушена и может еще быть использована для хозяйствования или для иных целей, а доходы от производства энергии значительно увеличат стоимость этого участка земли.

Оценка ресурсов ветра и потенциала энергии ветра. Ветровые ресурсы во многих регионах мира детально оценивались на основе физических характеристик ветра и данных о погоде, полученных с военных баз, от национальных служб погоды и с коммерческих судов. Эти обзоры указывают, что во многих частях света существуют значительные ветровые ресурсы.

Обзоры США, Карибского бассейна¹⁹, и Европы отличаются хорошим качеством, хотя с точки зрения покрытия площади они относительно не столь однородны. Эта недостаточная детализация может иметь важные последствия. Например, при первом национальном обзоре были пропущены горные перевалы в Калифорнии с сильными ветрами. Они были правильно задокументированы лишь благодаря уси-

лием комиссии по энергетике в Калифорнии²⁰.

Всемирное обозрение ветровых ресурсов²¹, основано на данных с гораздо худшим качеством. Во многих районах были неопределенности в калибровке анемометров, их экспозиции и высоте подъема над земной поверхностью. Авторы обозрения заявляют, что данные о поверхностном ветре "...использовались очень осторожно и со многими оговорками." Поэтому результаты следует воспринимать только как иллюстративные.

Используя эти обозрения ветровых ресурсов, можно провести оценку возможностей генерирования электроэнергии ветром при следующих технических предположениях:

- Высота мачты ротора над уровнем поверхности - 50 м.

- Среднее расстояние между турбинами: пять диаметров ротора (D) в направлении, перпендикулярном направлению преобладающих ветров, и $10 D$ в направлении, параллельном преобладающим ветрам ($10D \times 5D$).

- Полная эффективность преобразования - 26% (это произведение эффективности турбины на эффективность всей системы; например, эффективность турбины 35% и потери в системе 25%).

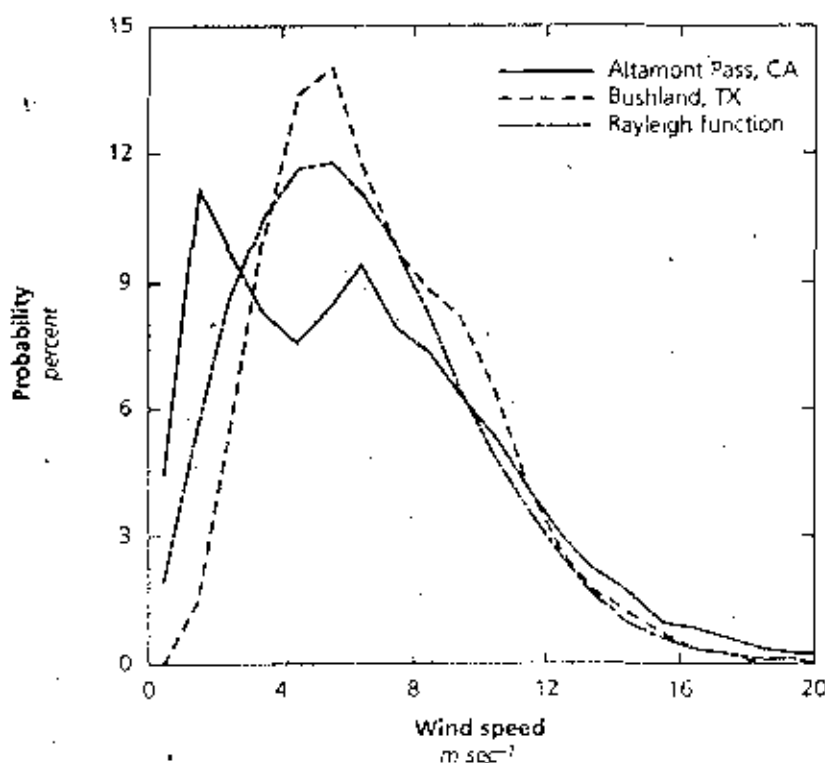


Рисунок 4

Частотное распределение ветра на высоте 10 м для Альтамонта в Калифорнии ($v_{avg} = 6,4$ м/с) и Бушленда в Техасе ($v_{avg} = 7,0$ м/с). Для сравнения приведена рэлеевская функция плотности распределения с $v_{avg} = 6,4$ м/с.⁵³ Поток энергии ветра для этого распределения равен 305 Вт/м^2 , а рассчитанное его значение для измеренных данных с Альтамонта составит 380 Вт/м^2 . Функция Рэлея не даёт хорошего согласия с данными по Альтамонту при одной и той же средней скорости. Распределение ветра в Бушленде имеет форму, типичную для районов на Великих равнинах. В этом случае скорость ветра растет пропорционально $1/7$ степени высоты в дневное время и $1/4$ степени — в ночное, что указывает на присутствие сильных ночных ветров при большем удалении от поверхности (ночной поток). Средний поток энергии ветра превышает 750 Вт/м^2 на высоте 50 м — это служит указанием на превосходные качества данного района. Распределение ветра в Альтамонте имеет два локальных максимума при 1,5 м/с и 6,5 м/с, что отражает необычную природу этих ветров. Их причиной служит разница температур между горячей Калифорнийской центральной долиной и холодным Тихим океаном: воздух в долине прогревается и поднимается вверх, а ему на смену поступает морской воздух, который протекает через перевалы в горной цепи, отделяющей центральную Калифорнию от побережья. Скорость ветра летом в два раза сильнее, чем зимой, и гораздо выше вечером, чем поздним утром, что соответствует подъему и спаду температуры в центральной долине. Эти значительные периоды тихого ветра и приводят к появлению двойного максимума в распределении. Кроме того, на перевале Альтамонт скорость ветра не меняется с высотой, что также служит отражением механизма возбуждения ветра¹⁸.

При оценке потенциала ветра из ветровых ресурсов надо принимать во внимание исключения, связанные с окружающей средой. "Земельные исключения первого порядка" отбрасывают плотно населенные или чувствительные к экологическим возмущениям, а также труднодоступные районы; электрический потенциал ветра в оставшихся районах считается "потенциалом первого порядка". Многие районы с сильными ветрами слишком удалены от центров потребления энергии и обладают суровыми погодными условиями. Так, места с сильными ветрами в России расположены далеко на севере, на бе-

регах Ледовитого океана, а в Канаде они находятся между Ледовитым океаном и северной частью Гудзоновского залива. Вероятно когда-нибудь станет возможным использовать эти ресурсы, но в первую очередь придется решать вопросы надежности и стабильности систем передачи энергии на большие расстояния.

"Земельные исключения второго порядка" — это те, которые связаны с политическими суждениями и традициями; электрический потенциал ветра в оставшихся районах рассматривается как "потенциал второго порядка". Для Дании, которая тщательно

Таблица 1

Ресурсы ветровой энергии в континентальных Соединенных Штатах (в предположении КПД турбины в 35 процентов, полных потерь в 25 процентов и высоты мачты в 50 метров¹).

	Доля площади суши (в %)	Электрический потенциал ветра	
		ТВт-ч/год	В процентах к производству электроэнергии в 1990 г.
Без ограничений по землепользованию			
Класс ветра ≥ 5	1,2	1 960	71
Класс ветра ≥ 3	21,0	23 380	834
Ограничения по окружающей среде			
Класс ветра ≥ 5	0,8	1 260	46
Класс ветра ≥ 3	18,0	20 000	713
Умеренные ограничения			
Класс ветра ≥ 5	0,6	980	35
Класс ветра ≥ 3	13,6	15 120	538
Строгие ограничения			
Класс ветра ≥ 5	0,4	700	24
Класс ветра ≥ 3	5,7	6 440	231
¹ Тип ресурса	$P_{w, avg}$ (Вт/м ²)	Класс ресурса	Скорость ветра (м/с)
Бедный	0 - 200	1	0 - 5,6
Удовлетворительный	200 - 300	2	5,6 - 6,4
Полезный	300 - 400	3	6,4 - 7,0
Хороший	400 - 500	4	7,0 - 7,5
Очень хороший	500 - 600	5	7,5 - 8,0
Прекрасный	600 - 800	6	8,0 - 8,8
Великолепный	> 800	7	> 8,8
² Не включены 100 процентов заповедных земель			
³ Не включены 100 процентов заповедных и городских земель, 50 процентов лесов, 30 процентов сельскохозяйственных угодий и 10 процентов полигонов			
⁴ Не включены 100 процентов заповедных и городских земель, лесов, и 10 процентов полигонов			

оценила свой ветровой потенциал, потенциал первого порядка раз в 20 меньше полного потенциала, а потенциал второго порядка в 78 раз меньше полного. Оцененный ветровой электрический потенциал второго порядка для всего мира составляет 53 000 ТВт-час в год, а всеобщее потребление электроэнергии равно 10 600 ТВт-час в год²¹. Итак, даже эти грубые оценки показывают, что генерируемая ветром электроэнергия имеет возможность сделать значительный вклад в мировые энергетические потребности.

Энергетический потенциал ветра в Соединенных Штатах. Ветровые ресурсы США и их заморских территорий были определены Эллиотом и сотрудниками и внесены в Атлас ресурсов энергии ветра в США²². Ветровые ресурсы разбиты на семь классов, начиная от первого ($P_w < 200$ Вт/м²) и кончая седьмым ($P_w > 800$ Вт/м²), для возвышения 50 м над поверхностью. Показано, что большие участки Великих равнин, Аппалачей и Восточного побережья обладают значительными (четвертый класс или выше) ветровыми

ресурсами. Ветровые энергетические ресурсы США приведены в табл. 1.

Даже с учетом строгих ограничений на пользование землей ветровой потенциал Соединенных Штатов в 2,3 раза превышает производство электроэнергии в США в 1990 году, если учитывать ресурсы районов с третьим и более высокими классами ветра. Это громадная величина, но большая часть этого потенциала находится на Великих равнинах вдали от центров потребления энергии. Ветровой электрический потенциал Калифорнии, где практически ведутся все разработки по энергии ветра в США, составляет 7 ГВт при умеренных ограничениях на пользование землей. Все лучшие места уже эксплуатируются; выход электроэнергии от ветра составил около 2,8 ГВт-часов в 1991 году, что эквивалентно средней электрической мощности ветровых хозяйств 0,32 ГВт.

Энергетический потенциал ветра в европейских странах. Ветровые ресурсы европейского сообщества подытожены в Европейском атласе ветров²³. В табл. 2

Таблица 2
Ресурсы ветровой энергии в различных странах Европы (см. ссылку 6).

Страна (регион)	Общий потенциал (ТВт-ч/год)	Плотность населения (км ⁻²)	Потенциал первого порядка (ТВт-ч/год)	Потенциал второго порядка (ТВт-ч/год)	Производство электроэнергии в 1989 году (ТВт-ч/год)
Дания	780	120	38	10	26
Англия	2600	235	760	10 (море) 20 - 150 200 (море)	285
Голландия	420	360	16	2	67
ЕС ¹	8400	140	420	107	1600
Норвегия		13,1	32 ²	12 ³	109
Швеция	540 ⁴	19		7	140
Финляндия		14,7	30 ⁵	23 (море) 10	51

¹ Предположения аналогичны Дании, см. стр. 72.
² Для всего норвежского побережья, за исключением малых скалистых островов²⁶.
³ Только для лучших районов расположения²⁶.
⁴ Только для южной Швеции и для районов со среднегодовым потоком энергии более 450 Вт/м². Исключены прибрежные районы с глубиной от 6 до 30 метров²⁷.
⁵ Включая некоторые прибрежные районы²⁸.

приведены ветровые ресурсы отдельных европейских стран, рассчитанные на основе Европейского атласа ветров и других обзоров ветровых ресурсов. Великобритания и Дания обладают отличными ветровыми электрическими потенциалами, которые значительны по сравнению с современным потреблением энергии. Европейское сообщество имеет ветро-электрические потенциалы первого и второго порядка, составляющие 26% и 7%, соответственно, от потребления электроэнергии 1600 ТВт час/год в 1989 году, не считая прибрежного потенциала. Таким образом, даже в Европе, где ограничения на землепользование более суровы, нежели в США, генерируемая ветром электроэнергия могла бы покрыть значительную долю полной потребности в электричестве.

В связи с большой плотностью населения в Европе сравнительно трудно получить участки на побережье и поэтому можно предположить, что большее значение приобретут прибрежные ресурсы²⁴. Уже существует небольшое (11 ветряных турбин, каждая по 450 кВт) ветропольное хозяйство в четырех километрах от побережья Дании, где глубина моря равна 6 м. Хотя, как ожидается, выход энергии от этого хозяйства будет на 50% выше по сравнению с такой же установкой, расположенной на острове, но цена электроэнергии ожидается на 50% большей из-за гораздо более высоких капитальных затрат²⁵. К сожалению, прибрежные ресурсы не включены в Европейский атлас ветров.

ТЕХНОЛОГИЯ ВЕТРЯНЫХ ТУРБИН

Аэродинамика. Современные ветряные турбины извлекают энергию из потока ветра путем преобразования кинетической энергии поступательного движения ветра в энергию вращательного движения,

которое необходимо для вращения электрического генератора. Это изменение производится ротором, имеющим одну, две или три лопасти, или крыла, которые прикрепляются к втулке; обтекающий поверхность этих крыльев ветер создает силы, заставляющие вращаться ротор.

При однородном обтекании крыльев ветром (это называют ламинарным потоком) возникают две силы: подъемная сила, которая действует в направлении, перпендикулярном направлению потока, и сила сопротивления, действующая в направлении потока (см. рис. 5). Подъемная сила и сила сопротивления могут быть разложены на силу F_1 по направлению перемещения крыла и силу F_2 по направлению невозмущенного потока. Сила F_1 пригодна для полезной работы, а башня и структурные элементы ветряной турбины должны быть сконструированы так, чтобы выдержать силу F_2 (называемую напором на ротор). Если поток отрывается от поверхности крыла, подъемная сила падает, и тогда говорят, что крыло "застривает". Подъемная сила и сила сопротивления пропорциональны плотности воздуха, площади крыла и квадрату скорости ветра при ламинарном потоке - они становятся максимальными при единственном значении угла атаки (угол между относительной скоростью ветра и линией хорд). (Векторная сумма скорости ветра и скорости крыла обычно называется относительной скоростью.) Поскольку скорость лопасти возрастает с расстоянием вдоль крыла, угол атаки также должен изменяться вдоль крыла, то-есть для получения максимальной эффективности крыло надо выгнуть.

Выходная мощность. Мощность на выходе ветряной турбины (P_{out}) дается выражением

$$P_{out} = C_2(A\rho v^3)/2 = c_1 c_2 C_p(v, \omega, \beta)(A\rho v^3)/2 \quad (2)$$

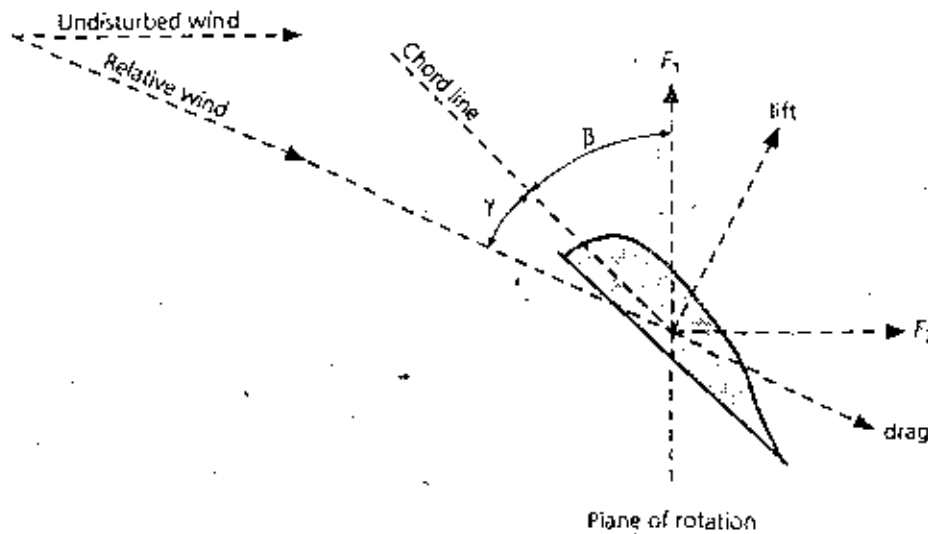


Рисунок 5

Подъемная сила, лобовое сопротивление, угол атаки (γ) и угол тангажа (β) крыла ветряной турбины. Сила F_1 направлена вдоль движения лопасти; силу F_2 называют напором на ротор. Скорость кончика лопасти обычно в 4 - 8 раз выше скорости ветра, угол атаки обычно меньше 20° . Таким образом, диаграмма приведена для места, удаленного от конца лопасти.

Доля мощности, извлекаемая из ветрового потока ветряной турбиной, обозначается как C_p - это КПД (коэффициент полезного действия) машины. C_p - КПД крыла, зависящий от скорости ветра, угловой скорости вращения ротора ω и угла тангажа β (угол между линией хорд крыла и направлением перемещения крыла; см. рис. 5), а также от формы крыла и числа лопастей; ϵ_1 и ϵ_2 - эффективности генератора и системы передач, соответственно; A - площадь ротора (при расчетной выходной мощности значения ϵ_1 и ϵ_2 близки к 0,95). Поскольку оптимальные значения подъемной силы на крыло и лобового сопротивления достигаются только при одном значении угла атаки γ или (что эквивалентно) при одном значении относительной скорости ветра, КПД C_p ветряной турбины, имеющей фиксированное число лопастей и работающей при фиксированной угловой скорости, также будет иметь максимальное значение, которое уменьшается при более высоких или более низких скоростях ветра. У существующих крыльев максимальное значение КПД достигается при отношении скорости кончика лопасти к скорости ветра в диапазоне 4 - 8. Например, у трехлопастного ветродвигателя с мощностью 100 кВт (производство американской компании "Уиндпауэр", марка USW - 56 - 100), который широко используется на перевале Альтамонт ($v_{avg} = 6,4$ м/с), скорость кончика лопасти составляет 67 м/с (240 км/час). Если отношение скорости кончика лопасти к скорости ветра мало, лопасть просто отклоняет ветровой поток, что увеличивает турбулентность и приводит к уменьшению извлекаемой мощности. Если это отношение велико, возрастает лобовое сопротивление и уменьшается извлечение мощности.

При выборе числа лопастей приходится выбирать компромисс между несколькими факторами: цена лопастей и коробки передач (наиболее дорогая часть ветродвигателя), КПД использования энергии и скорость вращения. Двигатель с одной лопастью (и противососом) будет иметь меньший КПД по сравнению с многолопастной машиной, но у него будет высокая скорость вращения. Поскольку ротор должен вращать генератор со скоростью 1500 - 1800 оборотов/мин для получения электроэнергии с частотой 50 или 60 Гц, более высокая угловая скорость ротора позволяет использовать коробку передач с меньшим передаточным числом, которая легче, дешевле и обладает меньшими потерями по сравнению с коробками передач, требуемыми для ротора с меньшим значением угловой скорости (см. Приложение Б). Двигатель с тремя лопастями будет обладать более высоким КПД и лучшей устойчивостью по отношению к ориентации в ветровом потоке, но стоимость лопастей и коробки передач окажется выше. Хотя большая часть ветряных турбин изготавливается сейчас с тремя лопастями, не совсем ясно, что это оптимальный выбор с точки зрения минимизации полной цены электроэнергии.

На рис. 6 приведены значения измеренной выходной мощности и КПД в зависимости от скорости ветра для имеющихся в продаже ветряных турбин. В этих машинах применяется контроль за срывом потока (см. Приложение Б) для ограничения максимальной мощности, извлекаемой от ветра, а также поддерживается постоянная угловая скорость (то есть скорость вращения лопастей привязана к частоте электросети 50 или 60 Гц). Мощность начинает выделяться при скорости 3 - 4 м/с (начальная скорость

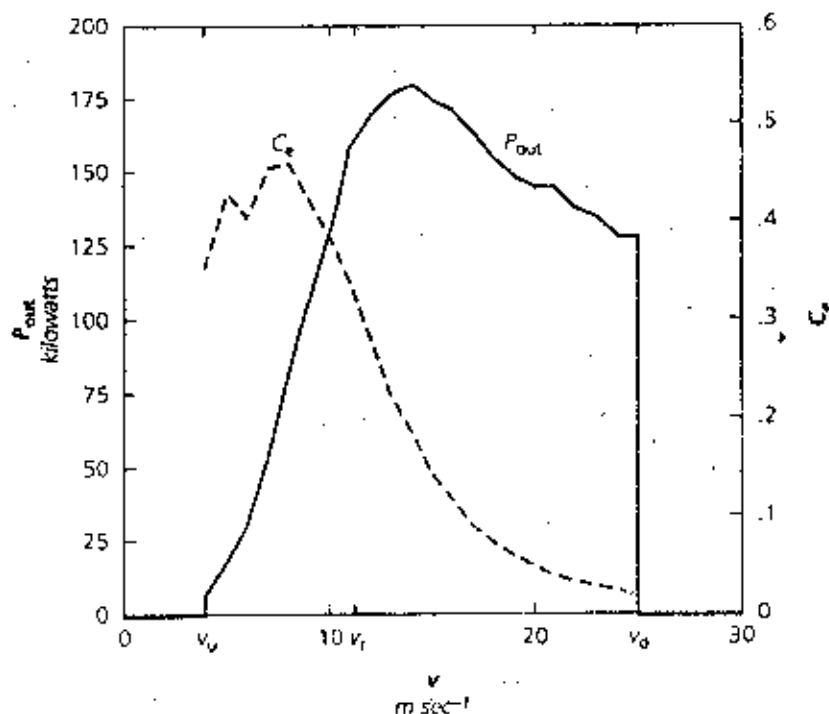


Рисунок 6

Выходная мощность P_{out} и кпд C_p турбины с регулировкой срыва потока мощностью 150 кВт²⁹, в зависимости от скорости ветра. Обратите внимание на двойной максимум в графике кпд, который появился из-за работы ротора на двух скоростях. Поскольку максимум эффективности крыла достигается при одном значении γ , для получения максимального кпд турбины угловая скорость вращения ротора должна меняться по мере изменения скорости ветра. На практике трудно добиться такого изменения, так что турбины с переменной скоростью сейчас только появляются в продаже (см. раздел "Турбины с переменной скоростью")

v_u) и расчетная мощность достигается при скорости около 10 м/с (v_r). Вообще говоря, не существует общепринятого способа определения расчетной мощности ветряной турбины и поэтому этот термин в какой-то степени условен. Более громоздкая, но и более точная схема классификации заключается в установлении ожидаемого произведения электроэнергии при данном ветровом режиме для данного ветродвигателя.

Когда скорости ветра превышают 25 м/с (скорость выключения v_d), турбина останавливается, чтобы предохраниться от повреждений. Выходная мощность возрастает примерно в семь раз (от 17 до 130 кВт) при увеличении скорости ветра вдвое (от 5 до 10 м/с), что указывает на очень высокую эффективность машины. Столь высокий кпд получен в режиме работы ротора на двух скоростях. При малых скоростях ветра ротор вращается с меньшей угловой скоростью, а при высокой скорости ветра угловая скорость турбины возрастает примерно на 50% с сохранением угла атаки γ (следовательно, и кпд крыла) при примерно постоянном значении во всем рабочем режиме. При скоростях ветра свыше 11 м/с кпд быстро падает из-за появления срыва потока, который ограничивает максимальную мощность, извлекаемую из ветрового потока.

Максимальный кпд, равный 0,46 и достигаемый при скорости ветра около 8 м/с, составляет почти 78% от теоретического максимального кпд 0,593 (предел Бетца). Итак, турбинные лопасти уже относительно эффективны в узком интервале рабочих условий, хотя еще существуют возможности для значительного улучшения (см. раздел "Будущие разработки").

Средняя выходная мощность P_{avg} ветряной турбины за любой интересующий промежуток времени определяется произведением выходной мощности при данном значении скорости ветра на вероятность появления такой скорости и дальнейшим суммированием по всем возможным скоростям ветра. Это уравнение можно записать в виде

$$P_{avg} = \int P_{out}(v) f(v) dv \quad (3)$$

Далее, если записать P_{out} как $P_{out} = P_r g(v)$, то

$$P_{avg} = P_r \int g(v) f(v) dv \quad (4)$$

Интегрируемая величина — это отношение средней выходной мощности к расчетной мощности турбины. Она называется максимально достижимым коэффициентом использования (КИ) и является важным па-

раметром, который может применяться для расчета стоимости энергии от ветряных турбин.

Коэффициент использования (КИ). КИ зависит как от свойств самой ветряной турбины, так и от характеристик ветра. Ряд факторов может привести к снижению КИ, например, незапланированный ремонт, проблемы загрязнения лопастей и эффекты в потоке ветра, прошедшем через турбину. В нормальном рабочем режиме проблема ухода должна иметь минимальное влияние на готовность турбины, если запланировать ремонт на периоды с малой скоростью ветра. Уменьшение КИ может быть также вызвано взаимодействием турбин, расположенных выше и ниже по течению ветра, когда их число велико. Поскольку ветряная турбина отбирает энергию от ветрового потока, поток энергии ветра за турбиной падает. Он постепенно восстанавливается до невозмущенного уровня благодаря диффузии энергии из более высоких слоев струи ветра ниже по течению. Возмущенную зону за турбиной вызывают следом; как увеличивающаяся турбулентность, так и уменьшающийся поток энергии могут снизить эффективность расположенных ниже по течению турбин (например, расположенных в центре турбин по отношению к турбинам, находящимся на краю комплекса). По этой причине ветряные турбины нельзя располагать слишком близко друг к другу.

Характерный масштаб турбулентности, который, как можно полагать, равен среднему размеру завихрений в ветровом потоке, всегда будет меньше расстояния между турбинами в большом ветровом хозяйстве, так что флуктуации выходной мощности отдельных турбин не будут взаимно коррелированы, если правильно расположить турбины. Таким образом, выходная мощность большого ветрового хозяйства будет гораздо более стабильной, нежели у индивидуальной ветряной турбины. В ветровом хозяйстве с N независимыми турбинами флуктуации на выходе уменьшаются в $N^{1/2}$ раз по сравнению с одиночной турбиной.

КПД комплекса турбин относительно кпд отдельной турбины называется сетевым кпд - он зависит от размещения турбин и кпд отдельной турбины. Сетевой кпд изучался теоретически³⁰, и по результатам моделирования в аэродинамических трубах³¹. Теоретические результаты указывают, что при размещении турбин 10×10 скорость ветра в центре большого комплекса уменьшается на множитель 0,8 по сравнению с невозмущенной скоростью при работе на пределе Бетца. На практике ветряные турбины работают гораздо ниже предела Бетца и уменьшение средней мощности сети будет гораздо ниже, чем можно ожидать из этих результатов. Результаты, полученные на эмпирической модели, говорят о том, что комплекс из 10×10 турбин с расстоянием между каждой из них $9D$ будет иметь кпд 87%.

На калифорнийских горных перевалах³², где ветры дуют по сути в одном направлении, машины обычно располагаются рядами, перпендикулярными направлению преобладающих ветров; расстояние между турбинами в ряду - $2,5D$, расстояние между рядами - $8D$. Связанные с появлением "следа" эффекты могут вызывать проблемы в некоторых ветровых хозяйствах, поэтому проводились натурные эксперименты для детального изучения этих эффектов³³.

ИСТОРИЯ КОНСТРУИРОВАНИЯ ВЕТРЯНЫХ ТУРБИН

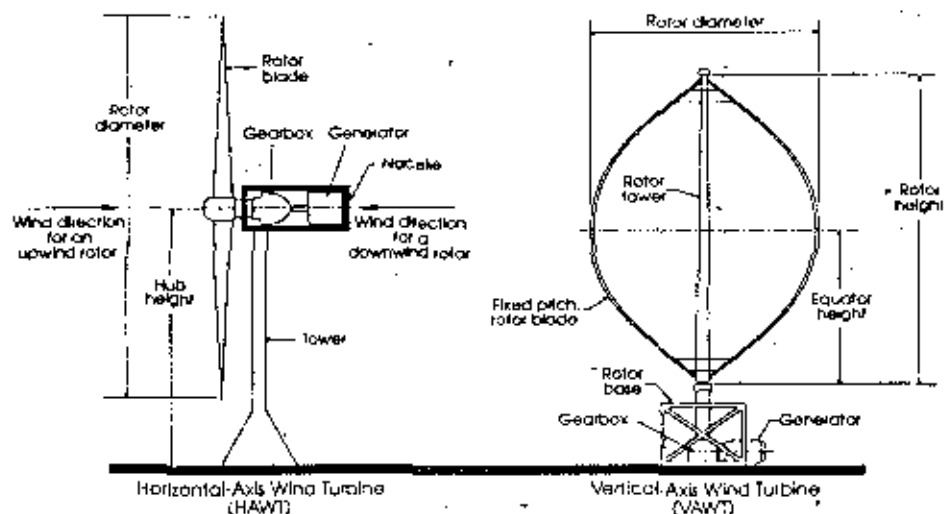
История турбин с горизонтальной осью. Существуют два фундаментально различных типа ветряных турбин (см. рис. 7). К первому относятся ветряные турбины с горизонтальной осью (ВТГО), у которых ось вращения ротора параллельна ветровой струе. Ко второму - ветряные турбины с вертикальной осью (ВТВО), у которых ось вращения ротора перпендикулярна ветровой струе.

Хотя ВТГО долгое время применялись в ограниченных по масштабу приложениях типа накачки воды или малоэффективного производства электроэнергии, их разработки для крупномасштабного производства энергии начались в США в 1947 г., когда в штате Вермонт была установлена машина фирмы "Смат-Патнем" мощностью в 1,25 МВт³⁴. Работа на этой машине была прекращена в 1945 г. После нескольких лет неактивной деятельности - она стала последней ветровой разработкой практического типа в США до 1975 г. В Европе после второй мировой войны продолжались исследования в Дании, Франции, Великобритании и Германии. Датские разработки ветряной турбины Гедсер³⁵ - прочной и простой машины, созданные так, чтобы выдерживать прилагаемые ветровые нагрузки, продолжались Дж. Джуулом до начала 60-х годов при поддержке датской ассоциации коммунальных услуг³⁶. В Германии Ульрих Хуттер³⁷ создал серию сложных машин, пытаясь уменьшить поломки компонентов путем использования подвижной или качающейся втулки ротора для ослабления аэродинамических нагрузок (см. Приложение B); эксперименты завершились в 1968 г. Обе конструктивные философии - выдерживание нагрузки и снижение нагрузки, получили отражение в современных конструкциях ветряных турбин с горизонтальной осью.

Нефтяной кризис 1973 года сфокусировал внимание правительства в Европе и США на проблемах безопасности энергоснабжения, что привело к резкому увеличению финансирования исследований, связанных с энергией. Одной из многих программ, начатых в США в это время, стал исследовательский проект по преобразованию энергии ветра. На основе более ранних работ^{38,39} было решено, что потребуются высокопроизводительные машины (порядка 5 МВт по электричеству или даже выше), чтобы сделать ветроэнергетику конкурентноспособной по отношению к электростанциям на ископаемом топливе. Начиная с 1975 г.⁴⁰, были созданы серии все больших и больших машин, в которых пытались осуществить новейшие концепции уменьшения нагрузок и работы с переменной скоростью (см. раздел "Ветряные турбины с переменной скоростью")⁴¹.

Сейчас полагают, что оптимальный размер машины лежит в интервале 0,2-0,5 МВт; это основано на простом аргументе^{42,43}: поглощение энергии растет как квадрат диаметра ротора, а масса ветряной турбины (следовательно, и стоимость) увеличивается и с современными конструкциями как куб диаметра. Этот закон выводится из обширного опыта авиационной промышленности, где найдено, что масса растет как размер в степени 2,7.

В Дании разработка меньших по размеру машин была основана на обширном опыте, полученном от ветряной турбины Гедсер. Была создана испытате-



- Рисунок 7

Приведены две основные конфигурации ветряных турбин: с горизонтальной осью (ВТГО) и вертикальной осью (ВТВО). Показаны два режима работы ВТГО - по ветру и против ветра. Большинство современных машин работают в режиме "по ветру", чтобы избежать затенения лопастей баиней, которое может вызвать нежелательный уровень шумов и увеличить нагрузки на лопасти. На практике высота втулки ротора приблизительно равна диаметру ротора. У ВТВО (турбина Дарье) коробка передач и генератор находятся на уровне земли, что упрощает текущий осмотр, но этой турбине не столь легко можно будет воспользоваться преимуществом того, что на большей высоте возрастет скорость ветра и снизится турбулентность. Она поддерживается несколькими оттяжками, прикрепленными к вершине баины ротора (на рисунке не указаны).

льная станция ветряных турбин в национальной лаборатории Рисе. Было доказано, что начинать с малых размеров - это лучшая стратегия в разработке ветряных турбин, отчасти потому, что легче набирать опыт натурных испытаний, откуда и свою очередь следуют быстрые улучшения в конструкции.

История ветряных турбин с вертикальной осью (ВТВО). Современная ВТВО была изобретена в 20-х годах нашего века французским инженером Г.М. Дарье⁴⁴, и его версия называется турбиной Дарье. Заметные разработки такой концепции не начались до 60-х годов, когда два канадских инженера заново изобрели эту же турбину. Турбина Дарье имеет ряд преимуществ по сравнению с ВТГО. Во-первых, ей не нужна система зажима (см. приложение Б) для разворота по ветру. Кроме того, ее ведущая зубчатая передача, генератор и система управления располагаются на уровне земли, где к ним существует доступ и облегчен соответствующий технический уход. Поскольку лопасти ротора работают почти целиком в нагннутом состоянии, можно пользоваться относительно легкими и недорогими штампованными лопастями из алюминия. Наконец, она столь же экологична, как и ВТГО.

Разработкой ветряной турбины Дарье широко занималась Сандийская национальная лаборатория⁴⁵ для министерства энергетики США и она построила в Бушленде (Техас) исследовательскую машину на 500 кВт диаметром 34 м. Лопасти имели как переменную длину хорд, так и переменное сечение для оптимизации рабочих характеристик. Сейчас проводится изучение использования системы с переменной

скоростью, где скорость ротора может изменяться в диапазоне 25 - 40 оборотов в минуту для увеличения эффективности извлечения энергии.

В ряде приложений ВТВО Дарье может оказаться рентабельной, но ее возможности ограничены, поскольку в отличие от ВТГО она не может воспользоваться тем благоприятным обстоятельством, что с увеличением высоты возрастает скорость ветра и уменьшается турбулентность. Испытываются другие типы машин с вертикальной осью, у которых высота втулки ротора составляет десятки метров. В настоящее время технические и экономические аспекты их осуществимости остаются неопределенными⁴⁶. Подавляющее большинство применяемых сегодня ветряных турбин - это ВТГО, на которых мы сосредоточим последующее обсуждение.

Современные ветряные турбины. Роберт Линнетт⁴⁷ провел детальную оценку работы и эксплуатации 4500 ветряных турбин, установленных в Калифорнии в период 1981-1987 годов. В этом исследовании документально подтверждены многие из проблем, с которыми столкнулась относительно новая технология: средний коэффициент использования во время обзора Линнетта (1987 г.) составлял 0,13. Уже к 1990 г. коэффициент использования почти удвоился до значения 0,24³. Очевидно, что относящаяся к машинам малого и среднего размера (50 - 250 кВт) технология заметно созрела. Многие компоненты подсистем, которые изначально выходили из строя, например, механические тормоза или тормозные шайбы на кончике лопасти, были переконструированы или усовершенствованы. Окружающие ус-

ловия, в которых действуют машины, меняются от относительно мягких в Дании до экстремальных пустынных на горных перевалах Южной Калифорнии, где пылевые бури и колебания температуры от -15 С до 35 С проверяют пределы надежности и продолжительности работы.

Набор имеющихся в продаже в 1991 г. ветряных турбин приведен в табл. 3. Каждая из включенных в нее организаций произвела более 1500 машин, все из которых демонстрируют современный уровень в данной области. Компания "Уиндплауэр" изготовила и эксплуатирует более 3400 ветряных турбин на перевале Альтамонт в Калифорнии. Более половины из примерно 15000 установленных в Калифорнии ветряных турбин было изготовлено датскими фирмами Майкон, Бонус, Нордекс, Вестас и Данвич. Хотя и другие изготовители также производят сейчас оборудование высокого класса, они еще не достигли таких высоких объемов производства.

Ветряные турбины с переменной скоростью. Установленные в настоящее время ветряные турбины работают с постоянной частотой вращения, которая привязана к частоте потребительской электросети. Однако, если развязать эти частоты, произойдет увеличение ежегодного производства энергии, улучшится качество энергии, поставляемой в электросеть, и упадут структурные нагрузки. Недостатком является увеличение стоимости энергии, связанное с электронной системой управления энергосистемой.

Более высокий выход энергии связан с оптимизацией скорости ротора для увеличения эффективности при заданной скорости ветра. Эффективность ротора максимальна, когда отношение скорости кончика лопасти к скорости ветра лежит в интервале 4 - 8. Меняя угловую скорость ротора для достижения такого соотношения, можно увеличить ежегодное производство энергии на 10%⁴⁸. Кроме того, можно улучшить качество поступающей в сеть энергии за счет использования электроники, управляющей "косинусом фи"⁴⁹ и подавляющей высокие гармоники тока. Наконец, можно добиться уменьшения структурных динамических нагрузок путем управления угловой скоростью ротора, чтобы избежать резонансного взаимодействия между компонентами ветряной турбины, особенно между ротором и башней. Последнее преимущество можно реализовать только в том случае, если понятно взаимодействие компонентов в рабочем режиме угловой скорости ротора. Поэтому для использования такой особенности нужны тщательно подготовленные программы управления.

Наиболее разрекламированными машинами с переменной скоростью, которые в настоящее время предлагаются к продаже (с поставкой в 1993 году), являются US Windpower 33M-VS (см. табл. 3) и US DOE; ряд европейских исследовательских групп также продолжают работу над турбинами с переменной скоростью. Машина 33M-VS - это результат пятилетнего проекта стоимостью 20 миллионов долларов, который финансировался в основном фирмой US Windpower с участием института по электроэнергии, тихоокеанской газовой электростанции корпорации и энергетической компании "Ниагара Могавк". То, что эта разработка финансируется частными компаниями, служит указанием на растущие возможности индустрии ветровой энергии.

Рассматривались, но после детального обсужде-

ния были отвергнуты некоторые изменения в основной конструкции турбины 33M-VS⁵⁰, например, качающийся ротор с двумя лопастями или лопасти с регулируемой срывом потока (см. Приложение B). В современную конструкцию включены трехлопастный ротор с переменным тангажем, параллельные валы передач с двойным выходом генератора и активная система рыскания для ориентации ротора по ветру. В модуле преобразования энергии происходит выпрямление тока с каждого выхода генератора и преобразование его в ток с частотой электросети. Компания US Windpower утверждает⁵¹, что когда модель 33M-VS поступит в продажу в 1993 году, она сможет производить электроэнергию по цене ниже 0,05 доллар/кВт-ч⁵², в районах, где средняя скорость ветра на высоте втулки равна 7,2 м/с (16 миль/час при потоке энергии ветра около 450 Вт/м² с равномерным распределением скорости ветра).

БУДУЩИЕ РАЗРАБОТКИ

В настоящее время как в США, так и в Европейском сообществе проводятся НИРы по ветряным турбинам. Программа Европейского сообщества⁴⁶ сосредоточена в основном на турбинах с расчетной выходной электрической мощностью свыше 750 кВт. Такие крупные машины удобны для размещения в прибрежной полосе моря и в районах с ограниченными свободными площадями. Разработка более крупных машин кажется разумной стратегией с учетом высокой плотности населения и соответствующего ограничения на землю, а также отличных ветровых ресурсов вблизи европейского побережья. Некоторые из этих крупных машин указаны в табл. 4. Отметим, что они значительно больше тех ветряных турбин, которые сейчас имеются в продаже, и в них применены прогрессивные элементы, например, роторы с переменной скоростью и роторы на подвеске.

В США исследователи в рамках ветроэнергетической программы министерства энергетики работают в тесном контакте с изготовителями турбин для улучшения используемых сейчас машин умеренного размера, а также исследуют новые технологии, которые можно осуществить к 2000 году. Основными областями активности оказались разработка и испытание новых крыльев, структурно-динамический анализ и моделирование усталости. Для машины US DOE проанализированы две конструктивные концепции - турбины с переменной скоростью и турбины с управлением срывом потока, для оценок потенциальных выгод, которые можно получить путем последовательных улучшений.

Ожидаемое скорое влияние прогресса в технологии ветряных турбин и стратегий их размещения на два этих направления разработок весьма велико (см. табл. 5). Например, более высокие башни, позволяющие использовать повышенную скорость ветра на больших высотах, увеличат стоимость системы на 8%, но перехват энергии ветра возрастет на 25%.

Наиболее впечатляют оценки, что для турбин с переменной скоростью более высокие башни и другие усовершенствования увеличат перехват энергии ветра на 56% и уменьшат рабочие и эксплуатационные расходы на 0,0051 доллар/кВт-ч. Использование лучших лопастей с управлением срывом потока наряду с более высокими башнями и другими усовершенствованиями также увеличит перехват энергии ветра

Таблица 3

Подборка ветряных турбин выпуска 1991 года (если не указано иначе, ротор расположен на башне по ветру)

Компания	Модель	Высота вала (м)	Диаметр ротора (м)	Мощность (МВт)
US Windpower	USW 56-100 ¹	18	17	0,1
	USW 33M-VS ²⁻⁴	30	33	0,4
Nordtank	NTK-150 ⁵	32,5	24,6	0,15
	NTK-450/37 ⁵	35	37	0,45
Micon	M530-250 ⁵	30	26	0,25
Vestas	V27-225 ³	31,5	27	0,225
	V39-500 ³	40	39	0,5
Bonus	150 Mk III ⁵	30	23,8	0,15
	450 Mk II ⁵	35	35,8	0,45

¹ Переменный шаг, против ветра.
² Переменная скорость.
³ Переменный шаг.
⁴ Прототип (в производстве с 1993 года).
⁵ Управление потоком.

на 49% и снизит эксплуатационные затраты на 0,0061 доллар/кВт-ч. Оба подхода обещают снизить стоимость электроэнергии от уровня, характерного для районов на Великих равнинах, до менее, чем 0,05 доллар/кВт-ч к середине 90-х годов.

Хотя компания US Windpower энергично поддерживает свой выбор турбин с переменной скоростью, в настоящее время еще не ясно, какой из этих подходов докажет свое превосходство.

Эволюция технологии ветряных турбин до некоторой степени зависит от прогресса в таких областях, как материаловедение и силовая электроника. В число важных улучшений ветряных турбин, по указанным в табл. 5, входят:

- Внедрение новых веществ и сплавов для получения более легких и более прочных компонентов.
- Разработка роторов, малочувствительных к повреждениям, путем применения аэрокосмических методик при изготовлении композитных структур.
- Лучшее понимание влияния микрорельефа на характеристики ветра (турбулентность, смещение ветра), что позволит добиться оптимума в размещении и выборе высоты отдельных турбин, входящих в состав большого комплекса или расположенных на местности со сложным рельефом.
- Отказ от коробки передач, что позволит ротору прямо вращать генератор.

Улучшение крыльев. Существующие крылья основаны на конструкциях, применявшихся на самолетах и обладающих заметными недостатками. Были сконструированы новые наборы так называемых толстых и тонких крыльев^{54,55}, которые обладают характеристиками, требуемыми для ветряных турбин с управлением срывом потока. Семейство тонких крыльев с малым сопротивлением хорошо подходит для ротора из стеклопластика диаметром 10 - 20 м. Семейство толстых крыльев со слегка большим сопротивлением может удовлетворить более строгим структурным требованиям, возникающим у композитных стеклопластиковых или деревянных роторов диаметром 23 - 30 м. Оба семейства крыльев - тонких и толстых, имеют рабочие характеристики, которые

изменяются от конца лопасти (95% радиуса ротора) до основания лопасти (30% радиуса ротора).

Для управления максимальной мощностью ротора при сильном ветре концевая часть лопасти должна иметь максимальный подъемный коэффициент C_{lmax} , который примерно на 25% ниже, чем у типичного самолетного крыла, а область у основания лопасти должна иметь большое значение C_{lmax} , чтобы способствовать старту ротора и производству энергии при умеренных скоростях ветра^{56,57}. Максимальный подъемный коэффициент $C_{lmax} = F_{lift} / (0,5\rho v^2 sB)$, где F_{lift} - максимальная подъемная сила, $0,5\rho v^2$ - кинетическая энергия единицы объема невозмущенного потока ветра, s - расстояние от передней кромки до задней кромки лопасти, а B - единичная длина, перпендикулярная направлению потока (абсолютная длина лопасти). В отличие от лопастей предыдущих ветряных турбин у новых крыльев коэффициент C_{lmax} непрерывно возрастает от кончика лопасти до ее основания. При новой конструкции можно использовать роторы с более высокой (на 15%) площадью "прочесывания" при данном размере генератора, что приводит к более высокому производству энергии.

Кроме того, крылья сконструированы так, чтобы не обладать высокой чувствительностью к шероховатости поверхности (вызываемой накоплением насекомых или грязи). Форма лопасти выбрана таким образом, что когда достигается максимальный коэффициент подъема, ламинарный воздушный поток как на верхней, так и на нижней поверхностях лопасти переходит в турбулентный.

Эти расчетные улучшения лопастей были проверены в натурных последовательных испытаниях, где обнаружено, что новые лопасти производят ежегодно на 10 - 30% больше энергии по сравнению со стандартными лопастями⁵⁶.

Промежуточная задача американской программы ветровой энергии состоит в том, чтобы уменьшить усредненную стоимость электрической энергии из районов со скоростью ветра 5,8 м/с на высоте 10 м до значения 0,04 доллар/кВт-ч к 2000 году. Намечаемая высота втулки ротора турбин - 40 м; скорость

Таблица 4
Подборка исследовательских ветряных турбин Западной Европы

Страна	Модель	Высота вала (м)	Число лопастей	Мощность (МВт)
Германия	Monopteros 50 ^{1,2}	60	1	0,65 - 1,0
	WKA-60 ^{1,3}	50	3	1,2
Италия	Gamma 60 ¹⁻⁴	60	2	1,5
Голландия	NEWCS 45 ^{1,2}	60	2	1,0
Швеция	Nasudden-II ^{3,5}	80	2	3,0

¹ Переменная скорость.
² Вал с растяжками.
³ Переменный шаг.
⁴ Управление мощностью по тангажу.
⁵ Углепластиковые лопасти.

ветра на такой высоте оценивается в 7,1 м/с. Примерно на 6% континентальной территории США скорости ветров равны этой величине или превышают ее, если приложимы исключения, оговоренные в⁷.

ЭКОНОМИКА ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ

Цена электричества (ЦЭ), производимого ветром, вычисляется без учета налогов и в предположении, что реальная учетная ставка равна 6% и 12%. Первая ставка примерно соответствует реальной цене денег в промышленном мире, а вторая - в развивающихся странах. Цены выравнены, то есть разнесены на предполагаемое время жизни установки с использованием стандартных экономических концепций приведенной стоимости и равномерной последовательности платежей. Свой вклад в полную цену ветровой энергии дают капитальные затраты на сооружение, обеспечение работы и уход за оборудованием, налог на землю и передача энергии на большие расстояния. Кроме цены очень важны такие факторы, как налоговая политика, отношение местных предприятий, кому надо продать ветровую электроэнергию, восприятие общественностью ветряных турбин и политика правительства.

Капитальные затраты на сооружение. В полную капитальную стоимость сооружения ветрового хозяйства входит не только стоимость постройки ветряных турбин, но и затраты на систему мер, принадлежащих хозяйству законченный вид: дороги, кабели и средства управления, а также электрическую подстанцию в местной электросети. Затраты на эту систему составляют около 20% от полных затрат для ветрового хозяйства на побережье США и Европы. Они могут быть выше в более удаленных районах и там, где ощущается нехватка квалифицированной рабочей силы. Капитальные затраты усредняются по предполагаемому 25-летнему времени жизни производящего энергию блока Средний ежегодный вклад капитальных затрат (BCBT - выравненная стоимость ветряной турбины) в полную стоимость электроэнергии в долларах/кВт-час дается выражением:

$$BCBT = ПКЗС \cdot КВЗ / (P_{avg} \cdot 8766) \quad (5)$$

ПКЗС - это полные капитальные затраты на сооруже-

ние (в долларах), КВЗ - коэффициент возврата затрат⁵⁸, P_{avg} - усредненная по году выходная мощность ветряной турбины (кВт), а 8766 - число часов в году.

Обыкновенные работы и уход за оборудованием. Лэнгетт^{47,59} подсчитал, что среднегодовые затраты на ОРУ (обеспечение работ и уход за оборудованием) с учетом прямых и косвенных расходов составят около 0,008 доллар/кВт-час для хорошо спроектированной и хорошо сделанной ветряной турбины того типа, который устанавливался в начале и середине 80-х годов (см. табл. 4). Если бы периодически оказывались необходимым крупный капитальный ремонт, затраты возросли бы до 0,013 доллар/кВт-ч. Эти цифры основаны на реальных прямых затратах на ОРУ в размере 0,005 - 0,010 доллар/кВт-ч, потраченных действующими ветровыми хозяйствами в Калифорнии, и на рассчитанных косвенных затратах в 0,003 доллар/кВт-ч. В расходы по обеспечению работы включена стоимость контроля за выходной мощностью и другими параметрами работающих турбин. Такой контроль на всех ветровых хозяйствах производится установленным образом с использованием дистанционных средств.

Как и для любых машин, которые должны надежно функционировать без вмешательства в течение долгого времени, важно, чтобы установленная профилактика производилась основательно и с интервалами, предписанными изготовителем. Затраты на рабочую силу и материалы для обычного ухода за типичной ветряной турбиной с электрической мощностью 150 кВт оказываются весьма умеренными и во многом сходными с затратами на уход за автоматической - главным образом, это замена смазки, гидравлической жидкости и масла два раза в год⁶⁰.

Затраты на уход можно подсчитывать как для стандартных операций, так и для замены лопасти или генератора непосредственно на основе информации, получаемой от изготовителя, и зная местные расценки на работу.

Страховка и арендная плата за землю. Цена страховки и земельной ренты включаются в США в расчеты усредненных затрат. Расходы на страхование принимаются равными примерно 0,5% от годовых капитальных затрат. Страховые издержки часто включают в коэффициент возврата капитала в качестве компонента ежегодных темпов изменения капита-

Таблица 5

Оценка повышения технических параметров и сокращения стоимости установок по сравнению с уровнем 1990 года (см. Приложение Б) для ветряных турбин с переменной скоростью и с управлением по потоку⁶³.

Технические достижения	Стоимость системы (%)	Использование энергии (%)	Обслуживание (долл/кВт-ч)
Математическое моделирование			
Конструкция	5	-	-
Прочность	5	-	-
Выбор места	0	6	-
Установки с переменной скоростью			
Системы преобразования энергии	-10	10	0,00
Системы управления	-1	5	0,002
Улучшенные роторы	0	10	0,001
Привод	1	-	0,001
Высокие башни (40 м)	-8	25	0,0001
Крепление ротора	5	-	0,001
Итого	0	56	0,0051
Управляемые по потоку установки			
Аэродинамическое управление	2	3	0,001
Системы управления	-1	5	0,0015
Улучшенные роторы	2	10	0,0015
Привод	2	-	0,001
Высокие башни (40 м)	-8	25	0,0001
Крепление ротора	5	-	0,001
Итого	12	49	0,0061

льных затрат. Арендная плата за землю на перевале Альтамонт представляет фиксированный процент от цены электричества, которую потребители платят оператору ветрового хозяйства; типичная арендная плата составляет 4% при цене электричества 0,08 доллар/кВт-ч, то есть около 0,003 доллар/кВт-ч.

Совместимость нагрузки с ресурсом и доверительная мощность. Приведенные выше подсчеты принимают во внимание только самые непосредственные и очевидные затраты, относящиеся к полному ежегодному производству энергии. Но и другие характеристики ветра сильно влияют на его экономические показатели. Первая из них - это суточный и сезонный характер распределения скорости ветра с точки зрения характеристик потребительской нагрузки (совместимость нагрузки с ресурсом). Например, ветры на перевале Альтамонт сильнее всего летом, когда запросы местного потребителя (Тихоокеанская газовая и электрическая компания) максимальны. Однако пик потребительской нагрузки приходится где-то на 3 - 4 часа дня, а скорость ветра достигает максимума примерно к полудню. В зависимости от того, как сформулирован договор о продаже электроэнергии, такое несоответствие может сильно повлиять на цену, выплачиваемую потребителями за ветровую электроэнергию. Этого нет в Калифорнии.

Другим фактором при оценке потребителями нового агрегата по производству энергии служит доверительная мощность этого агрегата: величина абсолютно надежной производимой мощности, кото-

рую можно в среднем приписать данному устройству с установленной мощностью. Пульсирующие источники энергии, обеспечивающие малую долю (до 10%) среднегодового потребления, обладают доверительной мощностью, равной коэффициенту использования, умноженному на расчетную мощность⁶⁴. На таком уровне пульсирующий генератор можно рассматривать как отрицательную нагрузку и его легко можно включить в потребительскую сеть, не предусматривая аккумуляторов энергии. При более высоком вкладе пульсирующего источника доверительная мощность начинает становиться все более важным свойством⁶². Например, в одном детальном исследовании Великих равнин⁶³ обнаружено, что доверительная мощность ветряных турбин в Канзасе составляет 30-50% от их установленной мощности. Это ниже, чем для других технологий, но и не равно нулю, как часто считается⁶⁴.

Все типы агрегатов, производящих энергию, характеризуются доверительной мощностью (выраженной в процентах от установленной), которая ниже 100%. Например, доверительная мощность крупных силовых установок, использующих уголь, составляет 75 - 81%. Доверительная мощность больших ядерных станций равна в среднем 68%; в течение года отдельные установки могут иметь коэффициент использования в интервале от менее, чем 50%, до более, чем 90%⁶⁵.

Итого: Стоимость производства энергии в Бусбаре. В табл. 6 приведены оценки стоимости производства энергии, полученные министерством энерге-

Таблица 6

Оценка стоимости ветровой электроэнергии (в долларах 1989 года)¹; потерями в линиях электропередач и стоимостью распределения энергии пренебрегается²

	Единицы	1990	1995	2000	2010	2020	2030
Высота вала	м	25	30	40	40	50	50
Средняя скорость	м/с	6,6	6,8	7,0	7,0	7,3	7,3
Средняя мощность	Вт/м ²	333	360	408	408	450	450
Мощность системы	кВт	100	300	500	500	1000	1000
Стоимость системы	долл/кВт	1100	1000	950	850	800	750
Диаметр ротора	м	18,3	33	40	40	51,7	51,7
Коэффициент использования		0,2	0,28	0,3	0,33	0,34	0,35
Обслуживание	долл/кВт	0,017	0,013	0,01	0,008	0,006	0,006
Амортизация (6)	долл/кВт	0,072	0,05	0,043	0,036	0,031	0,029
Амортизация (12)	долл/кВт	0,103	0,07	0,061	0,050	0,046	0,041

¹ Исходные данные: $v_{avg} = 5,8$ м/с на высоте в 10 м (класс ветра 4 по US Wind Atlas⁶⁵); равновесное распределение скорости ветра; скорость ветра пересчитывается на высоту вала по закону "одной седьмой"; включается стоимость страховки в размере 0,5 % от стоимости установок и земельная рента в 0,003 долл/кВт-ч.

² См. ссылку 64.

Таблица 7

Стоимость ветровой электроэнергии в 1991 году при учетной ставке в 6 и 12 процентов в пренебрежении взаимными помехами в системе.

Положение	P_w на высоте вала (Вт/м ²)	Коэффициент использования	Эксплуатация (\$/кВт-ч)	Стоимость (\$/кВт)	Амортизация (\$/кВт-ч)	
					6%	12%
Калифорния ¹	450	0,24	0,01	1000	0,052	0,076
Калифорния ²	450	0,25	0,011	760	0,042	0,063
Дания ³	475	0,267	0,01	1300	0,055	0,084

¹ Это цена электроэнергии от ветровых хозяйств на перевале Альтамонт в Калифорнии. Сведения о капитальных затратах на сооружение и о коэффициенте использования взяты из информации, представленной калифорнийской комиссией по энергетике⁶⁶. Предполагается, что среднее время жизни турбины - 25 лет, страховка составляет 0,5% от капитальных затрат, а аренда земли обходится в 0,003 долл/кВт-час.

² Ветряная турбина USW 33M-VS с переменной скоростью.

³ Стоимость генерируемой ветром электроэнергии в Дании⁶⁷, рассчитана для недавно построенного ветрового хозяйства из 29 машин с максимальной мощностью на выходе 225 кВт для каждой при затратах на сооружение в 1028 евро на кВт электроэнергии. Затраты на уход и обеспечение работ оцениваются в 1,75% от стоимости постройки. Не учтена арендная плата. Пик энергии оценивается для скорости ветра на высоте втулки ротора (31,5 м), равной 7,4 м/с; предполагается равновесное распределение по скоростям.

тики США на основе распределения скоростей ветра, соответствующего $k = 2$ (см. Приложение А), и потока энергии ветра 450 Вт/м² на высоте 50 м. В табл. 7 подведены итоги затрат на ветровые комплексы в Калифорнии и Дании на 1991 г.

Передача энергии. Наконец, в расчеты стоимости энергии должна быть включена, вообще говоря, стоимость передачи электроэнергии. До настоящего времени эти затраты были пренебрежимо ма-

лыми как в Дании, так и в Калифорнии, поскольку ветровые ресурсы были близки к центрам нагрузки или к существующим линиям электропередачи, так что возможности для передачи энергии уже существовали. Однако, лучшие источники близости от потребителей уже эксплуатируются. Если ветру предстоит внести значительный вклад в полное потребление энергии внутри Соединенных Штатов, то окажутся необходимыми линии электропередачи, рас-

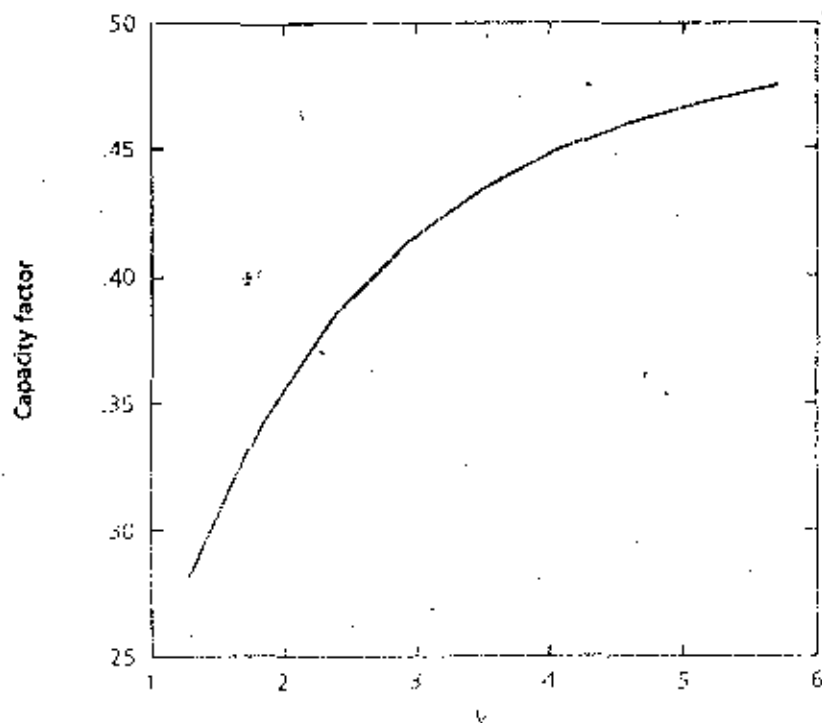


Рисунок 5

Коэффициент использования ветряной турбины как функция параметра k в нейбуллоуском частотном распределении ветров (см. Приложение А). Коэффициент использования рассчитан для потока энергии ветра 440 Вт/м^2 с учетом опубликованных выходных характеристик ветряной турбины Vestas¹ V27-225, (диаметр ротора - 27 м, максимальная выходная мощность - 225 кВт).

считанные на многие гигаватты и проложенные на большие расстояния. В Дании только недавно был улажен серьезный спор⁶⁶ между владельцами ветряных турбин и потребителями по поводу подсоединения к линиям электропередачи и соответствующим цен, что расчистило путь для дальнейших разработок.

Положение в США особенно парадоксально. По оценкам⁶⁷, ветровой потенциал превышает в среднем 1200 ГВт, что сравнимо со средним ежегодным потреблением в 320 ГВт. Свыше 94% этого потенциала находится на Великих равнинах на расстоянии в сотни или тысячи миль от плотно населенных районов. Мы оценили, как окажется передача энергии на большие расстояния на ее стоимость, выбрав в качестве примера ветровое хозяйство в центре Канзаса, которое поставляет энергию в Южную Калифорнию или Северную Флориду по линии электропередачи длиной 2000 км и мощностью 2 ГВт^{68,69}.

Выравненная стоимость линии электропередачи ВСДП (в единицах доллар/кВт-ч) дается выражением

$$\text{ВСДП} = \text{КЗДП} \cdot \text{КВЗ} / (\text{КИ} \cdot 10^6 \cdot 8766 \cdot (1-L)) \quad (6)$$

В этом выражении КЗДП - капитальные затраты на сооружение линии (в долларах), КВЗ - коэффициент возрата затрат, КИ - коэффициент использования, L - потери в линии передач (если принимается равным

0%).

Технология сооружения линий электропередачи большой пропускной способности значительно продвинулась за последние 10 лет. Установилась практика передачи на тысячи км больших количеств энергии за небольшую цену с малыми потерями и отличной надежностью. Например, были выбраны высоковольтные линии постоянного тока на расстояниях свыше 400 км это самый дешевый вариант⁷⁰, при котором отсутствуют заботы о рассеянных низкочастотных электромагнитных полях.

Капитальные затраты на сооружение такой линии длиной 2000 км с мощностью 2 ГВт составят около 1,52 миллиарда долларов, если опираться на опыт сооружения высоковольтной линии связи между Джеймс Бэй и Бостоном. Это линии передач с постоянным напряжением 450 кВ и мощностью 2 ГВт, соединяющая ГЭС в Джеймс Бэй (Канада) с городской зоной Бостона. Стоимость одной милл. линии передач составила около 1 миллиона долларов, а стоимость станции для преобразования переменного тока в постоянный оказалась равной 320 миллионов долларов. На проектирование и реализацию проекта ушло около 10 лет.⁷¹

Цена электричества (ЦЭ), предлагаемого на рынок, с учетом потерь в самом комплексе турбин, затрат на передачу энергии и О&У (обеспечение работы турбин и уход за ними) дается выражением

$$\text{ЦЭ} = \text{ВСЭТ}(1-A)^{-1} + \text{ВСДП} + \text{ОРУ} \quad (7)$$

Предполагается, что потери A в комплексе турбин составляют 15%, а затраты на ОРУ принимаются равными 0,01 доллар/кВт-ч.

С учетом исключительно высокой стоимости линий электропередач, а также длительных сроков их проектирования и сооружения становится существенным использование в максимальной степени возможностей передачи энергии, чтобы сделать их практичными и экономичными. Один из путей для достижения этой цели связан с размещением ветрового хозяйства в таких районах, где ветры наиболее устойчивы (в пределах заданного потока энергии ветра). Индикатором устойчивости ветровых ресурсов служит вейбулловский параметр k (см. Приложение А); влияние значения этого параметра на среднюю выходную мощность (коэффициент использования) ветряной турбины показано на рис. 8. В северной части американских Великих равнин типичное значение k составляет 2,25, а тому району, который выбран для данного примера (центральной Канзас), больше соответствует значение $k = 3$. В сравнении с обычным предположением, что в распределении ветра по скоростям $k = 2$, при $k = 3$ достигается коэффициент использования на 20% выше.

Загрузку линии электропередачи можно также увеличить на основе другой стратегии. В обычной системе передачи энергии от ветрового хозяйства пиковая выходная мощность ветрового хозяйства подстраивается под возможности линии передачи. При среднем коэффициенте использования ветрового хозяйства 0,4 две линии передачи по 2 ГВт могут передать максимальную мощность, генерируемую примерно 10 000 ветряными турбинами с максимальной мощностью 225 кВт у каждой. При этом стоимость передачи составляет примерно 1,3 полной стоимости поставляемой энергии (см. рис. 9).

Но если увеличить число ветряных турбин в ветровом хозяйстве, вырастет количество поставляемой энергии и поэтому можно увеличить коэффициент использования линии передачи (см. рис. 9 и 10). Дополнительные турбины производят больше энергии, когда скорость ветра меньше расчетной, которая наблюдается наиболее часто. При более высоких скоростях ветра часть турбин придется отключить из-за ограниченной пропускной способности линии передачи. Но поскольку такие сильные ветры встречаются гораздо реже, в итоге возрастает средняя передаваемая мощность. Избыточная стоимость дополнительных ветряных турбин уравновешивается уменьшением стоимости передачи энергии и возрастанием коэффициента использования системы, как это представляется потребителям, которым поставляется энергия. В этом случае не только гораздо лучше используется линия передачи - более высокий коэффициент использования означает, что электроэнергию гораздо легче будет подключить к потребительской сети.

В этом примере возрастание капитальной стоимости ветряной турбины уравновешивается уменьшением стоимости передачи энергии вплоть до добавления 10000 турбин и до значения системного коэффициента использования 60%. В дальнейшем цена электричества начинает возрастать. Интересно отметить, что в данном случае можно получить величину коэффициента использования 67% (что примерно

эквивалентно среднему коэффициенту использования ядерных энергетических установок), если повысить цену электричества на 10% по сравнению с базовым уровнем.

Способность систем передачи ветровой электроэнергии к увеличению коэффициента использования без возрастания цены электричества станет основным пунктом для определения того, какую часть полной нагрузки можно записывать при помощи этой аритмичной, но неиссякаемой технологии⁷³.

ПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ

На пути развивающейся индустрии ветровой энергии есть множество препятствий. Начнем с того, что привычная технология ископаемого топлива, используемая на крупных центральных электростанциях, хорошо понята промышленностью и правительством. Кроме того логик, добыча, очистка и перевозка ископаемого топлива - это громадное предприятие, где заняты сотни тысяч людей, и оно использует все средства, чтобы сохранить свой рынок. Наконец, инерция индустрии, инфа и целенаправленно поддерживаемая местными правительствами, все еще остается грозным конкурентом. С учетом этих обстоятельств нужны серьезные инициативы со стороны индустрии потребителей энергии, чтобы воспринимать ветровую энергию наравне с более привычными технологиями. Однако, и хорошо сформулированная энергетическая политика позволит продемонстрировать преимущества ветровой энергии и даст возможность для честной конкуренции между всеми альтернативами.

Опыт, накопленный ветровой индустрией в Дании и Калифорнии, подсказывает различные варианты политики, которые могли бы стать эффективными, чтобы открыть рынки для систем энергии ветра.

Принятие ветровой энергии в Калифорнии было осуществлено на основе трех независимых, но все же совпадающих правительственных действий и двух законов, принятых штатом. В число федеральных инициатив входят Закон 1978 г. о политике регулирования предприятий общественного пользования (ЗПРПОП), Закон 1980 г. о доходах от нефтяных разработок и Закон 1981 г. о налогах на возвращаемые затраты. В Калифорнии местными властями были обеспечены налоговые кредиты и щедрые долгосрочные контракты.

Наиболее важным законом оказался ЗПРПОП, поскольку он создал новый класс поставщиков электричества - производителей энергии в небольших объемах. В соответствии с ЗПРПОП от местных предприятий общественного пользования стали требовать, чтобы они покупали энергию у независимых производителей за такую цену, которую предприятие не могло бы сэкономить, не производя эту энергию самостоятельно. Независимые производители могли предоставлять 30 (а в 1993 г. 80) МВт электроэнергии и по-прежнему освобождались от федеральных и местных регулираний; им также отдавались предвзятые в кредитах на энергемалет. Это по существу положило конец энергетической монополии, которую потребители раньше приветствовали.

Закон о налогах на возвращаемые затраты разрешил ускоренную (на пять лет) амортизацию ветряных турбин. Закон о доходах от нефти обеспечил

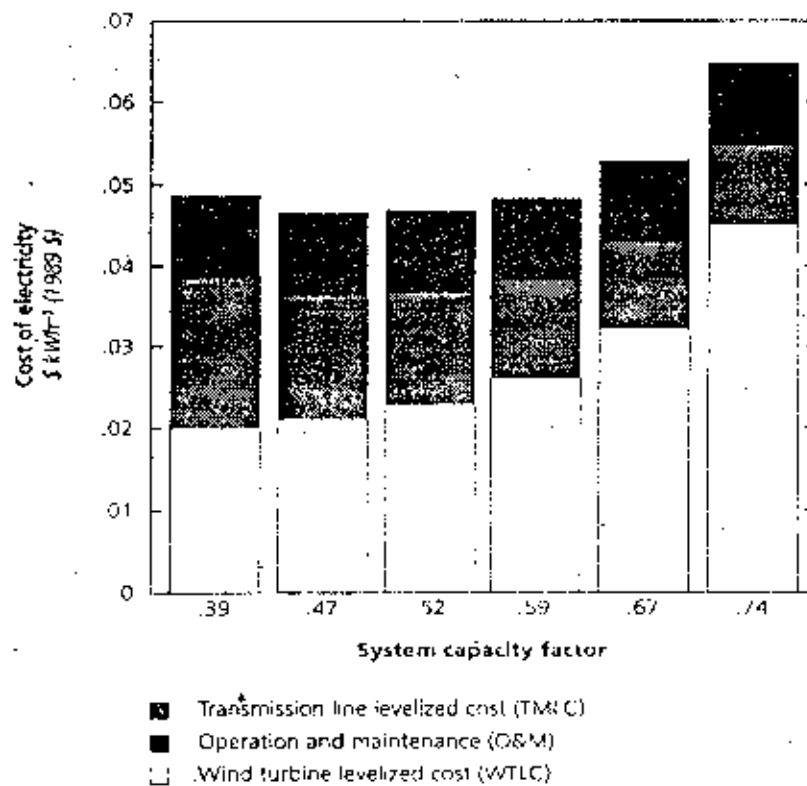


Рисунок 9

Выравненная цена электроэнергии в зависимости от коэффициента использования системы из ветрового хозяйства на 2 ГВт и линии электропередачи на 3 ГВт. Длина высоковольтной линии постоянного тока равна 2000 км; поток энергии ветра – 440 Вт/м²; параметр Вейбулла k равен трем; процентная ставка – 6%, страховка – 0,5%. Выравненная цена электроэнергии примерно остается постоянной до значения коэффициента использования около 0,60, пока возрастание стоимости дополнительных ветровых турбин уравновешивается уменьшением стоимости передачи энергии (в расчете на один кВт).

Федеральные налоговые кредиты для производителей, использующих неиссякаемые источники энергии, включая ветер: можно взять 15-процентный налоговый кредит на энергетику в дополнение к обычному 10-процентному налоговому кредиту на инвестицию капитала. Эти льготы действовали до конца 1985 года. В Калифорнии был разрешен налоговый кредит в 25% на развитие солнечной энергии вместо налогов на доходы, но это кончилось в 1986 г.

Кроме того, калифорнийские предприятия общественного пользования предложили новаторское и плодотворное долгосрочное соглашение о продаже энергии от неиссякаемых источников – стандартный контракт с предложением под номером 4 (S04). Этот тип контракта касался основных финансовых проблем, которые связаны с технологиями неиссякаемых источников энергии, требующими интенсивных вложений капитала: необходимости долгосрочных контрактов и неспособности производителей энергии для необщественных предприятий занимать деньги на срок более 10 лет. S04 – это контракт на 30 лет. Начальная цена покупки электроэнергии составляла 0,08 доллар/кВт-ч с корректируемым ростом, в ре-

зультате чего цена достигала 0,14 доллар/кВт-ч к концу первого десятилетия: после этого цена падала до значения, соответствующего "экономичным затратам" потребителя (то-есть, как выяснилось чуть выше, таких затрат, которые пришлось бы понести потребителю, чтобы самому произвести нужное количество энергии). Это позволяло разработчику покрывать долги, необходимые для финансирования электростанции на источниках неиссякаемой энергии, в течение первых десяти лет контракта. После того, как было оплачено оборудование, гораздо более низкие расходы на уход и обеспечение работ могли быть, по-видимому, легче покрыты даже при существенно более низких "экономичных" ценах. Но программа прекратила свое существование после нефтяного кризиса в 1985 г.

Конечный итог этих налоговых законов состоит в том, что иногда ветровые хозяйства управлялись как "налоговые хозяйства" некоторыми неразборчивыми в средствах покровителями. В производство поспешно запускались неоплаченные конструкции, у многих ветровых хозяйств возникали серьезные проблемы с надежностью и они производили менее поло-

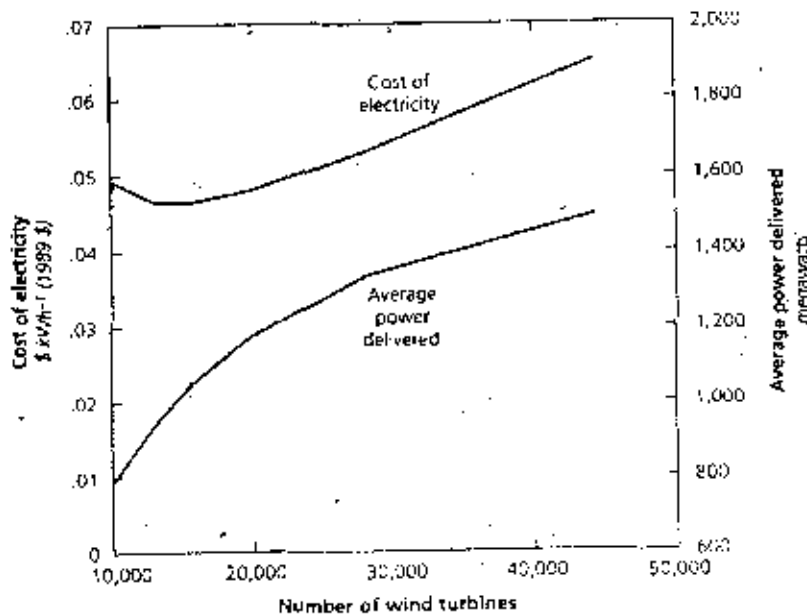


Рисунок 10

Цена электричества (в долларах 1989 г.) и средняя поставляемая мощность в зависимости от числа ветряных турбин в ветровом хозяйстве, питающем высоковольтную линию передачи постоянного тока с мощностью 2 ГВт. При удвоении числа турбин в ветропом хозяйстве передается почти на 50% больше энергии при той же самой стоимости в расчете на единицу энергии. Возможно еще более лучшее использование линии передачи путем дальнейшего увеличения размеров ветрового хозяйства, но уже с увеличением средней цены электроэнергии.

вины энергии, обещанной в начальных рекламных материалах. Но все же отдельные законопие и технически компетентные компании использовали прогрессивную налоговую политику и контракты SO4 для того, чтобы заложить основы той успешно развивающейся индустрии, которая существует сейчас в Калифорнии.

Правительство Дании при разработке своих ветровых ресурсов пошло более методичным и систематическим путем⁷⁰. Начиная с 1979 года, частным лицам, установившим ветряные турбины, выплачивалась компенсация в размере 30% от покупной цены, а также оплачивалась часть расходов на сооружение. Но такие субсидии могли выдаваться только тем ветряным турбинам, которые проходили испытания в Национальной лаборатории Рисе и получали там одобрение; такие льготы сейчас отменены. Эта лаборатория имела первостепенное значение в установлении надежности датских ветряных турбин и она стала основным фактором успеха датских изготовителей ветряных турбин.

Кроме того, датские предприятия общественного пользования обязаны покупать электроэнергию, создаваемую частными турбинами, по цене, составляющей 70-80% от цены, которую такие предприятия предлагают местному населению.

В результате этих инициатив датский энергетический план — Энергия 2000, предусматривает полную мощность установленных ветряных турбин в размере 800 — 1350 МВт к 2000 году и 2800 МВт к 2030 году, что сможет обеспечить 5 — 8,5 и 17,5%, соответственно, потребления электроэнергии в 1990 году. Это значительное увеличение по сравнению с разрывной в 1990 году мощностью в 320 МВт. Сам по себе такой план выглядит амбициозным, но реалистичным⁷⁴.

Калифорнийский и датский опыты указывают на ценность следующих факторов в продвижении ветровой энергии:

- Высококачественные национальные и региональные обзоры ветров.
- Правительственные сертификация и испытания ветряных турбин.
- Координация исследований между правительством и промышленностью.
- Долгосрочные контракты (например, SO4), гарантирующие честную норму возврата средств инвесторам в технологию энергии ветра.
- Рыночные стратегии (например, налоговые кредиты или щедрые соглашения о ценах покупки энергии потребителями), позволяющие ветру конкурировать с мощно субсидируемым ископаемым топли-

вом и альтернативными ядерными источниками. Так, в Законе 1992 года о национальной энергетической политике (PK776) предусмотрен кредит на производственный налог в размере 0,015 доллар/кВт-ч для производимого ветром электричества, а также дано разрешение Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики изменять доступ к линиям передачи.

- Доступ к линиям передачи и их сооружение, чтобы обеспечить эксплуатацию отдаленных ветровых ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние 20 лет достигнуты выдающиеся успехи в технологии ветряных турбин и соответственно снизились цены на генерируемую ветром электроэнергию. Такое развитие окажет значительное воздействие на энергопроизводящую индустрию во всем мире. Если политика, которой стоит придерживаться, чтобы ветровая энергия внесла заметную (10%) долю в электропотребление США и Европейского сообщества на ближайшие 20 лет, но остается вопрос о возможности столь быстрого роста. Поучителен недавний пример использования атомной энергии потребительской индустрией. Эта технология давала небольшой вклад в электропитание в 1970-х годах, но теперь в 1991 году она составляет около 22% (70 ПВт электричества) всех потребностей в электроэнергии - это, действительно, впечатляющие темпы роста. Если столь сложная технология смогла увеличить свою долю на рынке так быстро, то совсем не безрассудно верить, что гораздо менее сложные технологии, связанные с ветровой энергией, смогут развиваться, по крайней мере, столь же быстро, если решить организационные и социальные проблемы.

Приложение А ОСНОВЫ ВЕТРОВЫХ РЕСУРСОВ

Кинетическая энергия U элемента воздуха с объемом $A(\delta x)$ и плотностью ρ , движущегося со скоростью v , где A - единичная площадка, перпендикулярная воздушной струе, а (δx) параллельно этой струе, равна

$$U = \frac{\rho A \delta x v^2}{2}$$

Поток энергии P_w дается временной производной от величины U/A :

$$P_w = \frac{dU}{dt} \cdot \frac{1}{A} = \frac{\rho v^3}{2}$$

Плотность воздуха следует вычислить по температуре T и давлению P в месте расположения ветряной турбины по следующей формуле:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

где R - газовая постоянная. В легкое время и при размещении турбин на большой высоте эта поправка

может оказаться заметной по отношению к стандартным условиям (обычно 15°C и 1 атм). Например, в Медисин Боу, Уайоминг (высота 2000 м) поток энергии ветра на 21% меньше, чем на уровне моря на той же высоте. При температуре 30°C поток энергии уменьшается еще на 5%.

Предел извлечения энергии из ветровой струи (предел Бетца) можно вывести на основе законов сохранения энергии, массы и импульса. Общие граничные условия проблемы очевидны: если скорость ветра уменьшается ветряной турбиной до нуля, исчезает поток массы и энергия не извлекается. Но если скорость ветра не изменяется, то энергия опять не извлекается. Максимальное извлечение энергии происходит между двумя этими предельными случаями, его можно найти, пользуясь указанными выше законами сохранения.

Рэлеевская функция плотности вероятности (см. рис. 4) имеет вид:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2} (v_{avg})^{-2} \exp\left[-0,25\pi \left(\frac{v}{v_{avg}}\right)^2\right]$$

Для этой функции $(v^3)_{avg} = (6/\pi)(v_{avg})^3$, что иллюстрирует важность вклада высоких скоростей ветра в средний поток энергии ветра.

Это особый случай распределения Вейбулла⁴⁰, который удовлетворяет широкому кругу данных о скоростях ветра из различных мест. Функция Вейбулла - это функция плотности вероятности с двумя параметрами следующего вида:

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

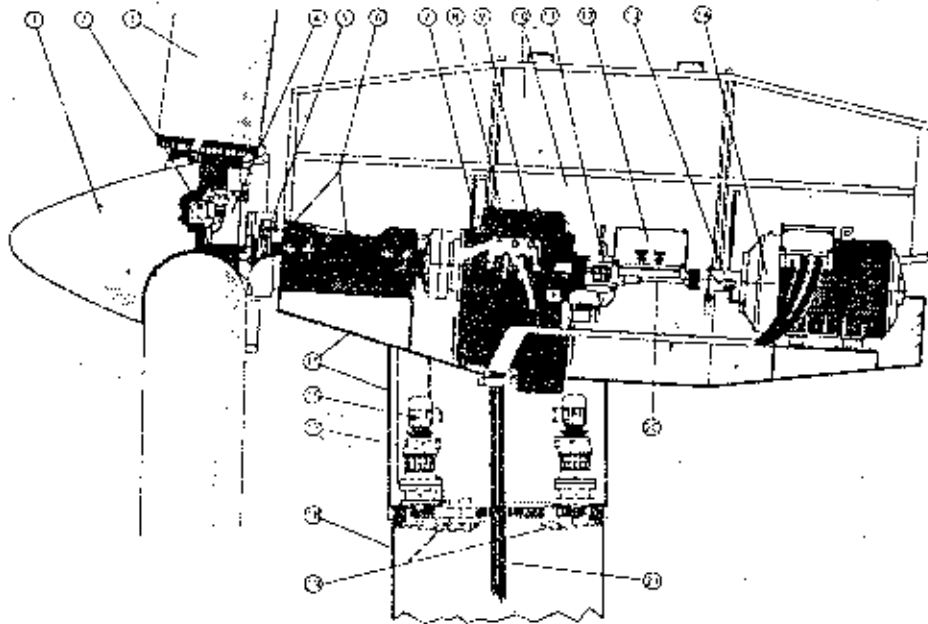
Здесь $c > 0$ - масштабный параметр, а $k > 1$ - параметр формы кривой. Масштабный параметр с имеет размерность скорости и для большинства практических значений k он равен примерно $1,1 v_{avg}$. Когда k близко к 1, плотность вероятности оказывается достаточно плоской функцией скорости: она описывает режим ветра с достаточной переменностью. При $k > 2$ плотность вероятности приобретает заметный максимум, и-есть она описывает режим ветра с относительно постоянной скоростью. Функции Вейбулла с различными значениями параметра формы могут иметь одну и ту же среднюю скорость v_{avg} , но совсем разные значения $(v^3)_{avg}$ и потока энергии ветра.

Среднее значение потока энергии ветра для данного района с характеристической функцией плотности вероятности $f(v)$ равно:

$$P_{w,avg} = 0,5 \cdot \rho \int v^3 f(v) dv = 0,5 \cdot \rho (v^3)_{avg}$$

Возрастание скорости ветра с возвышением h над уровнем поверхности обычно называют ветровым сдвигом; обычно оно зависит от степени шероховатости поверхности, скорости ветра и стабильности атмосферы. Часто используется следующая аппроксимация, основанная на данных, которые получены во многих местах, и справедливая при не очень шероховатой поверхности:

$$v(h_2) = v(h_1) (h_2/h_1)^{1/7}$$



- | | | |
|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|
| 1. Носовой конус | 8. Коаксиальная коробка передач | 15. Опорная плита |
| 2. Втулка | 9. Гидравлика | 16. Мотор рыскания |
| 3. Лопасти | 10. Кожух | 17. Передача рыскания |
| 4. Гидравлика | 11. Тормоз | 18. Башня |
| 5. Поворотное кольцо | 12. Управление | 19. Система рыскания |
| 6. Ведущий вал | 13. Датчик вибраций | 20. Вал передач |
| 7. Поглотитель ударов | 14. Генератор | 21. Силовые кабели |

Рисунок В-1

Современная ветряная турбина на 150 кВт, показаны ее компоненты²⁹.

В Европейском атласе ветров²³, используется новая методология для оценки сдвига ветра, результаты которой примерно эквивалентны закону "степеня 1/7" для морского побережья и открытых степей. Этот закон имеет вид:

$$\frac{v(h_2)}{v(h_1)} = \frac{\ln \frac{h_2}{z_0}}{\ln \frac{h_1}{z_0}}$$

Здесь z_0 отражает свойства шероховатости поверхности - это чисто математическая конструкция, не имеющая ничего общего с размерами особенностей на поверхности. Некоторые значения z_0 таковы: 0,01 - 0,1 см (песок), 1 - 4 см (низкая трава), 4 - 10 см (высокая трава). Это выражение справедливо для сухого воздуха, если можно пренебречь тепловой конвекцией. Однако существуют важные исключения из этих формул. Например, ветровой сдвиг равен нулю на перевале Альтамонт и имеет отрицательное

значение в Солано Куанти (Калифорния).

Приложение Б ПОДСИСТЕМЫ ВЕТРЯНОЙ ТУРБИНЫ

Современная ветряная турбина с горизонтальной осью (ВГПО) состоит из шести основных подсистем:

- Ротор с одной, двумя или тремя лопастями, смонтированными на втулке; ротор может иметь системы аэродинамического торможения и управления тангажем.

- Передаточный механизм, включающий в себя коробку передач, гидравлические системы, валы, тормозные системы и кожух, в которой помещается реальная турбина.

- Система рыскания (то-есть, поворота вокруг вертикальной оси), устанавливающая ротор перпендикулярно струе ветра.

- Электрические и электронные системы, например, генератор, многочисленные реле, прерыватели тока, опускающиеся кабели, обмотки, блоки управления и электроники, а также датчики.

- Башня.

- "Доводящие до завершения" системы: дороги, наземное вспомогательное оборудование, оборудо-

вание подсоединения к потребительской сети.

Основные подсистемы (за исключением последней) изображены на рис. Б-1; заслуживает внимания относительная простота всей конструкции ветряной турбины. Первоначально на ветряные турбины устанавливались уже разработанные для других целей промышленные компоненты (коробки передач, ведущие валы и генераторы) - такая стратегия способствовала очень быстрому росту ветровой индустрии. Теперь, когда установился рынок, создаются компоненты, которые специально предназначены и сконструированы для применения в ветряных турбинах. Ожидается, что они увеличат эффективность турбин и уменьшат эксплуатационные расходы.

РОТОРЫ

Ротор, преобразующий кинетическую энергию ветра в кинетическую энергию вращения, является уникальной и критической частью ветряной турбины. Он работает до максимальных усилий в элементах и противостоит полному диапазону изменений скорости ветра, его направления, турбулентности и ветрового сдвига (изменение скорости ветра с высотой). Поскольку нагрузки на ротор сложны и их трудно смоделировать, зачастую их нельзя имитировать в лабораторных условиях. По этим причинам данный компонент представляет из себя самую сложную техническую проблему в области ветряных турбин.

Ротор может быть как плотно закрепленным с фиксированным (для управления срывом потока) или переменным тангажем для ограничения максимальной выходной мощности, так и подвешенным с постоянным или переменным тангажем. У подвешенного ротора положение плоскости вращения может отличаться на несколько градусов от направления, перпендикулярного средней скорости ветра. Такая дополнительная степень свободы уменьшает нагрузку на передаточный механизм из-за разницы моментов сил, действующих на валуку⁴⁷, но для этого требуется конструкция, способная примирить усложнившиеся динамические нагрузки с увеличением стоимости и общей сложностью.

Ротор используется также для контроля над количеством энергии, извлекаемой из ветровой струи. Широко используются роторы, имеющие лопасти с переменным тангажем или с управлением срыва потока. В первом случае изгиб лопасти относительно оси, проходящей вдоль нее, изменяет угол тангажа и, следовательно, действующую на лопасть подъемную силу и силу сопротивления. Переменный тангаж не только ограничивает максимальный захват энергии, но и уменьшает стартовую скорость, а также обеспечивает аэродинамическое торможение турбины. Но такие механизмы с управлением тангажем испытывают большие нагрузки и их следует тщательно конструировать.

Роторы с управлением срывом потока, которые ограничивают максимальный захват энергии турбиной за счет потери подъемной силы при высоких скоростях ветра, привлекательны за счет своей простоты. При малой скорости ветра поток вокруг лопасти остается ламинарным и форма линий потока подобна контуру лопасти. При высоких скоростях ветра форма линий потока начинает отличаться от контура лопасти. Это сначала приводит к постоянному значению результирующей силы, действующей на ло-

пасть (А на рис. 5), а затем и к ее уменьшению при возрастании скорости ветра. Такое поведение очевидно из анализа рис. 6, где показана выходная мощность турбины с регулируемой срыла в зависимости от скорости ветра. Скорость, при которой поток начинает отделяться от лопасти, регулируется точной отглаженной формы контура лопасти.

Хотя лопасти с управлением срыва потока представляют из себя элегантное техническое средство для ограничения захвата энергии, у них есть следующие ограничения⁷⁵:

- Вызываемая срывом потока турбулентность может вызвать дополнительные структурные нагрузки.

- Флуктуации скорости ветра при превышении скорости отрыва могут вызвать большие флуктуирующие нагрузки на турбину.

- Нагрузка на ротор (сила А на рис. 5) возрастает при превышении скорости отрыва, а в варианте переменного тангажа она падает.

- Потребуется аэродинамические или механические тормоза, чтобы остановить ротор, если произойдет авария с механической передачей или нарушится связь с электросетью.

Наиболее привлекательный тип тормозной системы для машин с управлением срывом потока - подвижные тормозные шайбы на кончике лопасти, которые автоматически разворачиваются, когда скорость вращения превышает некую критическую величину. Поскольку тормозные шайбы замедляют ротор путем резкого увеличения трения, они увеличивают нагрузки на другие компоненты турбины. Хотя в ранних вариантах существовали проблемы надежности, современные системы преодолели недостатки своих предшественников. Тормозные шайбы могут сейчас полностью остановить ротор, а механические тормоза используются только для сохранности в нерабочем состоянии. Современные тормозные шайбы держатся на пружинах, они гарантированы от отказов, управляются гидравлически и разворачиваются одновременно.

Лопасти для почти всех существующих ветряных турбин созданы на основе лопастей для самолетных винтов и поэтому им приходится функционировать в рабочих режимах, отличающихся от того, с чем сталкиваются ветряные турбины. Хотя такое заимствование технологий способствовало быстрому развитию ветровых систем, позднее было обнаружено, что подобные лопасти при некоторых обстоятельствах подвергали работоспособность ветряных турбин серьезному риску. У ветряных турбин с такими лопастями возникали следующие проблемы:

- Авария генератора из-за избыточного захвата энергии при сильных ветрах.

- Уменьшение захвата энергии в результате нарастания на лопасти слоя грязи или насекомых.

- Увеличение потерь в комплексе турбин из-за генерации более высоких уровней турбулентности.

Эти проблемы были решены после того, как специально для применения в ветряных турбинах были сконструированы улучшенные лопасти (см. раздел "Технология ветряных турбин: Будущие разработки").

ПЕРЕДАТОЧНЫЕ МЕХАНИЗМЫ

Основными компонентами передаточного меха-

низма являются валы с низкими и высокими скоростями вращения, система механических тормозов, подшипники, муфты, коробка передач и кожух. Шестерни передаточного механизма преобразуют угловую скорость ротора, обычно составляющую 0,5 - 2 Гц (30 - 120 оборотов в минуту), во вращательную скорость выходного вала порядка 20 - 30 Гц (1200 - 1800 оборотов в минуту), что требуется большей частью генераторов для получения электроэнергии с частотой 50 - 60 Гц. Например, для генератора со скоростью вращения 1200 оборотов в минуту требуется двух- или трехступенчатая коробка передач с передаточным отношением от 10:1 до 60:1, если рассматривать типичные угловые скорости ротора (максимальное передаточное отношение для каждой ступени равно 6:1, а потери в коробке передач составляют 2% на ступень при расчетной полной мощности⁴⁰). Поскольку существующие ветряные турбины привязаны к частоте электросети и поэтому работают с почти неизменной угловой скоростью, передаточный механизм должен также частично гасить флуктуации вращательного момента, вызываемые турбулентностью и сдвигом ветра. Нагрузки носят сильнопеременный (циклический) характер с пиковыми значениями, почти в 10 раз превышающими нормальные рабочие нагрузки. Тем не менее, если разрешено иметь значительный запас надежности, можно использовать системы, имеющиеся в продаже.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЫСКИЕМ

Ветряные турбины с горизонтальной осью делятся на две категории: работающие в режиме "по ветру" (струя ветра сначала попадает на ротор) или "против ветра" (струя ветра сначала попадает на башню). Системы рыскания используются для того, чтобы ориентировать плоскость ротора перпендикулярно струе ветра.

Работающие против ветра машины полагаются на пассивную систему управления рысканием, использующую принцип флюгера, когда сила ветра сама устанавливает ротор. Такая механически совсем простая система имеет сложный динамический рабочий режим. Эти машины могут колебаться относительно равновесного положения, что накладывает большие циклические нагрузки на другие компоненты турбины.

Напротив, у работающих по ветру машин система рыскания активная. На передаточные механизмы системы рыскания действуют очень высокие нагрузки, обусловленные турбулентностью ветра. В старых конструкциях все усилия принимали на себя один-два передаточных зуба, что приводило к авариям, связанным с механической усталостью. Но в современных конструкциях подобная проблема устранена путем использования тормозов, которые удерживают кожух в таком положении, когда система передач рыскания не задействована.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Почти на всех современных ветряных турбинах установлены индукционные генераторы, состоящие из статора (стационарных обмоток) и ротора-генератора. Выходная мощность генераторов такого типа сильно меняется в зависимости от различия между частотой электросети и угловой скоростью ротора

генератора. Максимальная выходная мощность достигается тогда, когда эта разница на несколько процентов превышает частоту электросети; именно по этой причине угловая скорость ротора ветряной турбины привязана к частоте электросети. Индукционные генераторы могут преобразовывать электрическую энергию в механическую и наоборот с эффективностью 94 - 97%. Таким образом, в современных ветряных турбинах полная эффективность преобразования кинетической энергии ветра в электрическую энергию оказывается превосходной.

Электрооборудование ветряной турбины, включая электронику управления, датчики, да и сам генератор, должно работать с минимальным эксплуатационным уходом в широком диапазоне резких атмосферных условий.

ПРИМЕЧАНИЯ И ССЫЛКИ

1. S. Rashkin of the California Energy Commission (Windpower Monthly, November 1991, p. 15). "Проведенный комиссией анализ показал, что энергия ветра обладает наименьшей стоимостью по сравнению с любыми возобновляемыми и ископаемыми источниками энергии. . . 0,048 доллара за киловатт-час". Эта оценка относится к 1993 - 1994 гг. и предполагает использование установки USW 33M-VS с переменной скоростью.
2. R. Lynette, J. Young, and K. Conover, Experiences with Commercial Wind Turbine Design, ERPI Report GS-6245 (Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1989).
3. R. Davidson, Windpower Monthly, November 1991, p.15.
4. A.J.M. van Wijk, J.P. Coelingh, and W.C. Turkenberg, "Global Potential for Wind Energy", in Proceedings of the 1991 European Wind Energy Conference, held in Amsterdam, F.J.L. Hulle, P.T. Smulders, and J.B. Drazt, editors (Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 1991).
5. World Meteorological Organization, Meteorological Aspects of the Utilization of Wind as an Energy Source (Geneva, Switzerland: World Meteorological Organization, 1981), technical note 175.
6. M.J. Grubb and N.J. Meyer, "Wind Energy: Resources, Systems, and Regional Strategies", in Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity, T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, and R.H. Williams, editors (Washington DC: Island Press, 1993).
7. Это включает районы с потоком энергии более 300 Вт/м² на высоте в 50 метров. Земли, исключенные из возможных районов размещения ветряных установок, включают 100 процентов заповедных и городских земель, 50 процентов лесов, 30 процентов сельскохозяйственных угодий и 10 процентов полигонов.
8. D.L.Elliott, L.L.Wendell, and G.L.Gower, "An Assessment of the Available Windy Land Area and Wind Energy Potential in the Contiguous United States", PNL 7789, UC-261 (Richland, Washington: Pacific Northwest Laboratories, 1991).
9. E.J. Kealey, Harvesting the Air: Windmill Pioneers in Twelfth Century England, (Berkeley, California: University of California Press, 1987).
10. T. Kovarik, C. Popher, and J. Hurst, Wind Energy

- (Northbrook, Illinois: Domus Books, 1979).
11. V. Torrey, *Wind Catcher* (Brattleboro, Vermont: Stephen Green Press, 1976), p.60.
 12. W.P. Webb, *The Great Plains* (Boston, Massachusetts: Ginn & Co., 1931), p.348.
 13. T.L. Baker, *A Field Guide to American Windmills* (Norman, Oklahoma: University of Oklahoma Press, 1985).
 14. J.H. Dwinell, *Principals of Aerodynamics* (New York: McGraw-Hill, 1949).
 15. A. Betz, "Windmills in the Light of Modern Research", *Die Naturwissenschaften*, 15 (46), 1927, pp. 905 - 914.
 16. S.M. Hock of the National Renewable Energy Laboratory, частное сообщение.
 17. W.D. Bonner, "Climatology of the low Level Jet", *Monthly Weather Review*, 96, 1968, pp. 833 - 850.
 18. D.R. Smith, "Altamont Wind Plant Evaluation Project: Report on 1988 Performance", Report 007.1 - 89.1 (San Ramon, California: Pacific Gas and Electric Co., Research and Development, 1989).
 19. D.L. Elliott, C.I. Aspliden, C.L. Gower, C.G. Holladay, and M.N. Schwartz, "Wind Energy Resource Assessment of the Caribbean and Central America" (Richland, Washington: Pacific Northwest Laboratory, 1987).
 20. D.R. Smith, "The Wind Farms of the Altamont Pass", *Annual Review of Energy*, 12, 1987, p.163.
 21. D.L. Elliott, C.I. Aspliden, and N.J. Cherry, "World-Wide Wind Resource Assessment", PNL-SA-9742 (Richland, Washington: Pacific Northwest Laboratory, October 1981).
 22. D.L. Elliott, C.G. Holladay, W.R. Barchet, H.P. Foutte, and W.F. Sandusky, *Wind Energy Resource Atlas of the United States*, DOE/Ch 10094-4 (Richland, Washington: Pacific Northwest Laboratory, 1987).
 23. I. Troen and L. Petersen, *European Wind Atlas* (Roskilde, Denmark: Riso National Laboratories, 1989), p.69 and pp. 565 - 573; published for the EC Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium.
 24. N.I. Meyer, P.B. Pedersen, and J. Viegand, *Renewable Energy in Denmark* (in Danish) (Copenhagen, Denmark: Borgsen Press, 1990).
 25. L. Harrison, "Operation Offshore, Wind Power Monthly, September 1991, p.22.
 26. T.A. Nygaard and L. Tallhaug, *Windpower Potential in Norway* (in Norwegian) (Kjeller, Norway: Norwegian Institute for Energy Technology, 1990).
 27. *Swedish Wind Power Potential*, SOU, 1988-32 (Stockholm, Sweden: Swedish Government Report, 1988).
 28. P.D. Lund and E.T. Pelto, "Larger Scale Utilization of Wind Energy in Finland: An Updated Scenario", *Proceedings of the EWEC Conference* (Amsterdam: EWEC Conference, 1991).
 29. A.S. Nordex, DK-7323 (Give, Denmark: 1991).
 30. S. Frandsen, "On the Wind Speed Reduction in the Center of Large Clusters of Wind Turbines", *Proceedings of the EWEC Conference* (Amsterdam: Elsevier Science Publishers, 1991), pp. 375 - 380.
 31. P.J. Bultjes, "The Interaction Of Windmill Wakes", *Proceedings of the International Symposium On Wind Energy Systems*, Amsterdam, October 1978, BHRA, England, pp.B5-49-B5-58.
 32. R.Lynette, K.Conover, and J.Young, "Experiences with Commercial Wind Turbine Design", CS-6245 (Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1989), pp. 2 - 15.
 33. D.L. Elliott, "Status of Wake and Array Loss Research", *American Wind Energy Conference* (Palm Springs, California: September 1991).
 34. P.C. Putnam, *Power from the Wind* (New York: Van Nostrand Reinhold, 1948).
 35. P.W. Lundsager, "Experience with the Gadsler Windmill and Small Danish Windmills", *Wind Energy Symposium, Energy Sources Technology Conference*, New Orleans, Louisiana, 1982.
 36. B. Rasmussen and F. Oster, *Danish Ministry of Energy*, Copenhagen, Denmark, 1990.
 37. U. Hutter, "Review of Past Developments in West Germany", *Advanced Wind Energy Systems, workshop proceedings*, Stockholm, STU/Valentall, 1975.
 38. D.J. Vargo, "Wind Energy Developments in the 20th Century", *NASA technical memorandum NASA TM X-71634*, September 1974.
 39. H.J. Stewart, "Technical Improvements in Large System Design Procedures", *Third Wind Energy Workshop*, Washington DC, September 1977, US-DOE CONF-770931/2, UC-60.
 40. G.J. Johnson, *Wind Energy Systems* (Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1985).
 41. Первой исследовательской установкой была MOD-0 с мощностью 100 кВт; за ней последовали MOD-0A (200 кВт), MOD-1 (2 МВт), MOD-2 (2,5 МВт) и, наконец, MOD-5B (3,2 МВт, которая первоначально разрабатывалась для мощности в 7,2 МВт). Последняя установка, построенная компанией Боинг Аэроспейс в Оаху на Гавайях, была продана компании Гавайских систем возобновляемой энергии в 1988 году и была выключена в 1992 году из-за эксплуатационных трудностей. Поскольку стоимость электроэнергии на больших экспериментальных установках (см. ссылку 76) была намного больше, чем на малых установках, их коммерческий интерес был незначителен.
 42. D.R. Smith, "Optimum Rotor Diameter for Horizontal Axis Wind Turbines: The Influence of Wind Shear Assumption", *Wind Engineering* 6(1), 1982, pp. 12 - 18.
 43. D. Lindley and P. Musgrove, *European Wind Energy: Status Report*, ETWA, via Bermuda, 2, I-00198, Roma.
 44. J.R. Ramier and R.M. Donovan, "Wind Turbines for Electric Utilities: Development Status and Economics", DOE/NASA/1028-79?23, Nasa TM-79170, AIAA-79-0965, June 1979.
 45. D.E. Berg, P.C. Klimas, and W.A. Stephenson, "Aerodynamic Design and Initial Performance Measurements for the Sandia 34 Meter Diameter Vertical Axis Wind Turbine", *Proceedings of the Ninth ASME Wind Energy Symposium* (New Orleans, Louisiana: ASME, January 1990).
 46. "International Energy Association Large Scale Wind Energy", *Annual Report*, National Energy Administration, S-11787, Stockholm, Sweden, 1990.
 47. R.Lynette, "Assessment of Wind Power Station Performance And Reliability", S-3, EPRI Report

- GS-6256 (Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1989).
48. Wind Energy Technology Division, "Wind Energy Technology: Generating Power from the Wind", Five Year Research Plan 1985-1990, DOE/CE-T, USDOE, 1985.
49. В цепях переменного тока с резистивными нагрузками напряжение и ток в цепи находятся в фазе и потребляемая мощность равна произведению напряжения и тока. В цепях с индуктивными и емкостными элементами напряжение и ток смещены по фазе и потребляемая мощность равна произведению напряжения и тока на косинус разности фаз между ними. Эта величина должна быть близка к единице. Если она отличается от единицы, то токи будут течь только для того, чтобы зарядить и разрядить индуктивные или емкостные элементы. Поскольку потери при передаче пропорциональны квадрату тока, отличие косинуса разности фаз от единицы приведет к увеличению потерь. В генераторах ветряных турбин имеются индуктивные элементы (обмотки генератора) и поэтому косинус разности фаз может заметно отличаться от единицы.
50. E. J. Lucas, G.M. McMerney, E.A. DeMeo, and W.J. Stealy, "The EPRI-Utility-SW Advanced Wind Turbine Program - Status and Plans", (Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1989).
51. T. Moore, "Excellent Forecast for Wind", Electric Power Research Institute Journal, June 1990. При этой оценке использовалось значение учетной ставки в 10,2% в соответствии с правилами EPRI TAG.
53. S.M. Hock, R.W. Thresher, and P. Tu, "Potential for Far Term Advanced Wind Turbines: Performance And Cost Projections", (Golden, Colorado: SERI, 1991).
54. J. Tangler, B. Smith, and D. Jager, "SERI Advanced Wind Turbine Blades", (Golden, Colorado: SERI, 1991).
55. J.L. Tangler and D.M. Somers, "Advanced Airfoils for HAWTs", AWEA-USDOE SERI, Windpower 1985 Conference Proceedings, San-Francisco, California, August 1985.
56. J. Tangler, B. Smith, D. Jager, E. McKenna, and J. Alread, "Atmospheric Performance Testing of the Special Purpose SERI Thin Airfoil Family - Preliminary Results", WindPower 89 Proceedings, 1989, pp.115-120.
57. M. Eggleston and F.S. Stoddard, Wind Turbine Engineering Design (New York: Nostrand Reinhold, 1987), chapter 10.
58. Коэффициент возврата затрат KBЗ рассчитывается по формуле
- $$KBЗ = r / [1 - (1 + r)^{-n}]$$
- где r - учетная ставка и n - ожидаемое время работы установки в годах. Для срока эксплуатации в 25 лет KBЗ = 0,0782 при $r = 6\%$ и KBЗ = 0,1275 при $r = 12\%$. При сроке эксплуатации в 15 лет KBЗ возрастает на 32% при $r = 6\%$ и на 15% при $r = 12\%$.
59. Косвенные расходы рассчитывались в следующих предположениях: 1.) мощность установки 100 кВт при мощности турбин 110 кВт; 2.) работа 4500 часов в году; 3.) коэффициент использования 0,29 при доступности в 97 процентов; 4.) коэффициент возврата затрат в 15 процентов и 5.) долгие затраты на рабочую силу 25 долларов в час.
- Линнетт предполагал также, что стоимость эксплуатации турбин большей мощности будет меньше, чем у турбин меньшей мощности, хотя в 1987 году этого не наблюдалось (может быть, из-за меньшего опыта в эксплуатации крупных установок).
- В отчете Линнетта обсуждаются также реальные проблемы эксплуатации и стоимость обслуживания, различие между реальной и расчетной мощностью, доступность, коэффициент использования, надежность и ее увеличение на ветряных турбинах в Калифорнии. В период с 1981 по 1987 года, рассматриваемый в отчете, отмечалось заметное снижение стоимости эксплуатации и увеличение надежности, указывающие на становление новой отрасли промышленности.
- Оценки средней стоимости эксплуатации в отчете Линнетта близки к полученным на недавно построенной в западной Ютландии (Дания) группе из 25 ветряных установок мощностью в 225 киловатт с высотой вала в 31,5 метра при средней скорости ветра в 7,4 метра в секунду (см. ссылку 67). Оцениваемые эксплуатационные расходы составляют 1,75 процента от затрат на строительство, или 0,01 доллара на киловатт-час.
60. A.S. Nordex, Maintenance Manual for Nordex 250/150 kW Wind Turbine, DK-7323, Give, Denmark, 1991.
61. J. Hasslett and M. Diesendorf, "The Capacity Credit of Wind Power: A Theoretical Analysis", Solar Energy, 26, 1981, p.391.
62. H. Kelly and C.J. Weinberg, "Utility Strategies for Using Renewables", in Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity T.B. Johansson, H. Kelly, A.K.N. Reddy, and R.H. Williams, editors (Washington DC: Island Press, 1993).
63. W.D. Marsh, "Requirements Assessment of Wind Power Plants in Utility Electric Systems, EPRI Report ER-978 (Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 1979).
64. "The Potential of Renewable Energy: An Interlaboratory White Paper", SERI/TP-260-3674, DE00000322, March 1990, p.F-2.
65. Northwest Conservation and Electric Power Plan, Volume II, part I (Portland, Oregon: Northwest Power Planning Council, 1991). Address is 851 S.W. Sixth Ave, Portland, Oregon, 97204 USA.
66. T. Moeller, "Wind Law Secures Future Market", Wind Power Monthly, November 1992, p.10.
67. P. Nielsen, "Wind Energy Activities in Denmark", Proceedings of the 1991 European Wind Energy Conference, Elsevier Science Publishing, 1991, p.177.
69. A. Cavallo, "The Economics of the Exploitation of the Wind Resources of the US Great Plains", in Proceedings of Windpower 92, Seattle Washington: published by the American Wind Energy Association, 777 N. Capitol St., Washington DC.

- October 1992.
70. C.T. Wu, "AC-DC Economics and Alternatives - 1987 Panel Session Report", IEEE Transactions on Power Delivery, 5, November 1990, pp. 1956 - 1969.
 71. Цены определялись по результатам обсуждений со следующими специалистами: Brandley D. Railing, station engineer for New England Electric Corporation, Jacque Allaire of Hydro Quebec, Montreal; Michael P. Bahrman, ABB Power Systems, Ayer, Massachusetts.
 72. Vestas, Smed Hansens Vej, 27 DK6940 Lem, Denmark.
 73. См. ссылку 62.
 74. Wind Power in the 90s, Association of Danish Windmill Manufacturers, Lykkesvej, 18, DK7400, Hirning, Denmark, 1991.
 75. J. Schmid and W. Palz, European Wind Energy Technology (Dordrecht/Boston: D.Reidel Publishing Co., 1986), p.51.
 76. D.R. Smith and M.A. Ilyin, "Solano MOD-2 Wind Turbine Operating Experience through 1988", GS-6567 (San Ramon, California: Pacific Gas and Electric Co., Research and Development, 1989).
 77. "Electric Power Research Institute Technical Assessment Guide", Volume 1 (Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, December 1986, p.4.163.