

М а л а я Э н е р г е т и к а

1 – 2 (4 – 5)
2006

Учредитель и издатель:

ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений»

Журнал зарегистрирован

в Министерстве РФ по делам печати, радиовещания и средств массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации:

ПИ № 77-16850 от 20 ноября 2003 г.

Главный редактор — *Бритвин С.О.*

Ответственный секретарь — *Николаев В.Г.*

Выпускающий редактор — *Мелихова А.Г.*

Технический редактор — *Юрченко А.Н.*

Корректоры — *Польдяева М.В.,*

Капустина И.В.

Редакционный совет:

*Бляшко Я.И., Волшаник В.В.,
Виссарионов В.И., Грибков С.В.,
Давыдов А.Н., Затопляев Б.С.,
Ильковский К.К., Историк Б.Л.,
Корпачев А.В., Парников Н.М.,
Петленко Б.И., Редько И.Я.,
Реутов Б.Ф., Родионов В.Б.,
Семенов И.В., Усачев И.Н.,
Шпильрайн Э.Э., Юрченко А.Н.*

Компьютерная верстка и дизайн:

Мелихова А.Г.

Адрес редакции:

125362, г. Москва,
Строительный пр-д, д. 7а.
Тел: 497 21 51, 493 51 32.
Факс: 363 56 51

E-mail: melihova@niies.ru

Подписано в печать 9.06.2006 г.

Формат 60x90 1/8

Бумага офсетная №1. Печать офсетная.

Объем 14 печ. л. Тираж 1000 экз.

Отпечатано в типографии

Содержание

Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Ветроэнергетические ресурсы России и перспективы их освоения **2**

Иванов В.Б. Концепция закона «О малой энергетике». Проблемный аспект **14**

Пейсахович В.Я. Перспективы и проблемы развития рынка малой энергетике **18**

Лятхер В.М. Развитие ветроэнергетики **23**

Салтанкин В.П., Цельмович В.А. Ветроэнергетика как компонент энергетического потенциала зарегулированных речных систем России **38**

Беккер А.Т., Солоницын А.Г., Грибков С.В., Ким Л.В. Локальная энергетика с использованием бестопливных источников как отрасль: проблемы и перспективы **45**

Лятхер В.М. Ортогональные многолопастные ветроагрегаты большой мощности **56**

Грибков С.В. Состояние и перспективы развития ветровых систем электроснабжения малой мощности **67**

Лузин В.Е., Евдокименко А.С., Гаврилов П.А., Николаев В.Г. Оценка эффективности использования ветроэнергетических станций в Камчатской области России **76**

Шейн В.Я. Опыт проектирования, строительства и эксплуатации первой ВЭС на Чукотке **86**

Редько И.Я., Малоземов А.А., Казанцев М.А. Состояние, проблемы и перспективы применения средств малой энергетике на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания для нефтедобывающей отрасли **92**

Аренс В.Ж., Вертман А.А., Иванов В.Б., Шелков Е.М. К проблеме расширения использования ветроэнергетики в европейском регионе России **98**

Николаев В.Г., Ганага С.В. Современное состояние и тенденции развития мировой ветроэнергетики **105**

Конференции, совещания, семинары **112**

На 1-й стр. обложки ВЭУ-7 ВЧС-1. Вид на Анадырь

На 4-й стр. обложки этапы монтажа ветроагрегата Чукотской ВЭС-1

ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ

Ганага С.В., к. ф.-м. н., Кудряшов Ю.И., к. ф.-м. н., Николаев В.Г., к. ф.-м. н.,
НИЦ «АТМОГРАФ»

В статье представлены информационная база, методика и результаты определения и анализа ветроэнергетических ресурсов (ВЭР) России, составляющие основу проекта Национального Кадастра ветроэнергетических ресурсов России, разработанного в 2005 г. в соответствии с программой развития отечественной энергетики, принятой и реализуемой ОАО РАО «ЕЭС России».

Целью разработки национального Кадастра является установление основных закономерностей и особенностей пространственной и временной изменчивости ВЭР на территории России, а также определение количественных характеристик ВЭР в разных регионах страны и оценка их пригодности для практического использования с помощью современных ВЭУ.

В работе определены основные закономерности и особенности распределения на территории России ветровых характеристик и ветроэнергетического потенциала (ВЭП): средних месячных и сезонных скоростей и направлений ветра, их суточных и годовых вариаций, функций распределения ветра по скорости и направлениям, высотных профилей скорости ветра, повторяемости ветроэнергетических штилей и буревых скоростей; а также энергетической и экономической эффективности ветроэнергетических установок (ВЭУ): мощности и выработки энергии за период и их суточные вариации, длительности штилевых и буревых простоев, себестоимости вырабатываемой ими энергии, окупаемости и пр.

Необходимым условием успешного достижения задач Кадастра явилось установление и использование максимально точной и достоверной методики определения удельной мощности ветра и мощности современных ВЭУ в заданных пунктах и районах территории России.

В ходе методических исследований и анализа известных отечественных и зарубежных методов определения ВЭП и эффективности ВЭУ установлены наиболее точные из них и на их основе разработана методика, использованная далее в Кадастре.

Методика определения региональных и локальных характеристик ветра и ВЭП основана на статистическом и гидродинамическом моделировании с использованием данных ближайших метеостанций с учетом особенностей подстилающей поверхности и рельефа, а также технических, энергетических и экономических характеристик современных ВЭУ.

Информационную основу методики составляют данные многолетних (1936 – 1980 гг.) четырехразовых в сутки измерений характеристик ветра, его скорости и направления, термодинамических параметров в пограничном слое атмосферы. Измерения на территории России производятся на государственной сети, состоящей из ≈ 2250 метеорологических и 105 аэрологических станций (длительность наблюдений не менее 15 – 20 лет). Суммарная точность измерения, обработки и представления климатических (средних многолетних) среднемесячных данных для выбранного периода составляет по скорости ветра $\sim 0,5$ м/с и по направлению $\sim 10 - 15^\circ$.

Выбранные данные официально рекомендованы Госкомгидрометом СССР и Росгидрометом РФ, имеют статус нормативных и прошли методическую и многолетнюю практическую апробацию в авиационно-космической, оборонной, строительной, транспортной, энергетической и других отраслях народного хозяйства и являются наиболее полными, информативными и надежными при решении актуальных практических задач, требующих учета ветровых и прочих климатических факторов.

Для определения энергетической и экономической эффективности ВЭУ в работе использованы необходимые сведения о технических, энергетических, стоимостных и эксплуатационных показателях современных ВЭУ разных классов мощности и разных производителей.

Массовая обработка данных и статистическое моделирование ВЭР и эффективности ВЭУ на территории России проведены с использованием специализированной компьютерной системы «ФЛЮГЕР», содержащей необходимые для этого ветровые и термодинамические параметры атмосферы.

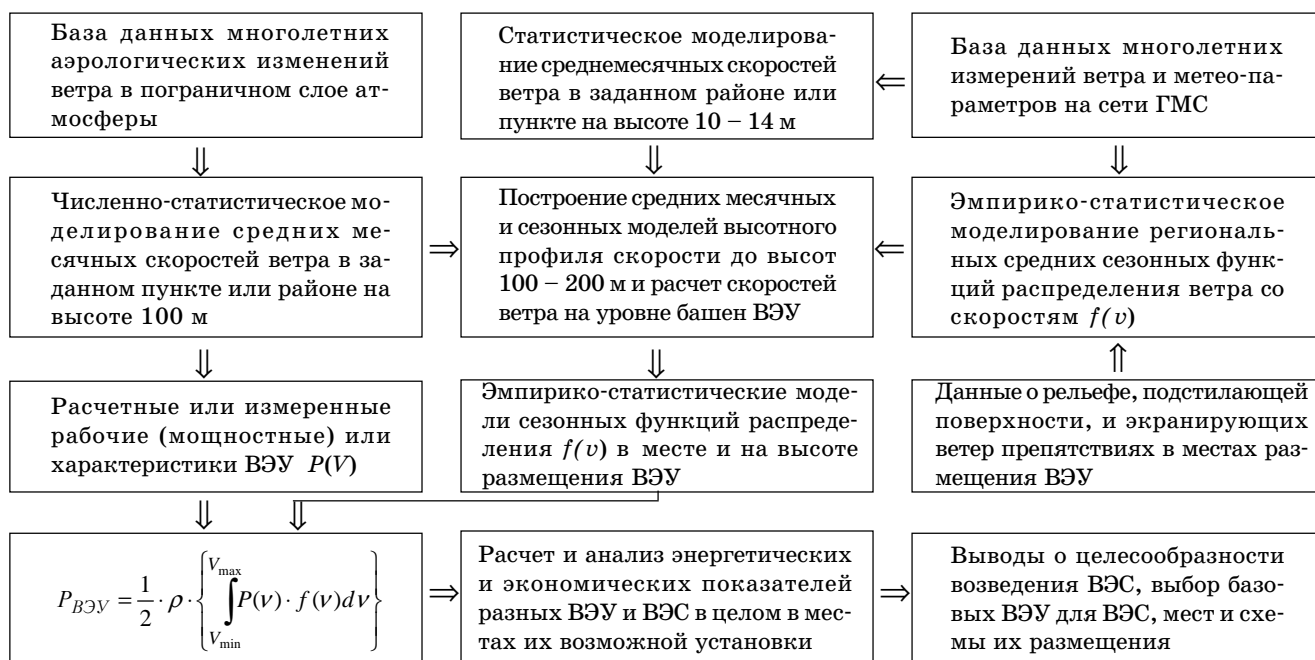


Рис. 1. Схема определения характеристик ВЭП и энергетической эффективности базовых ВЭУ и ВЭС в целом в местах их предполагаемого использования

Принципиальная схема статистического моделирования ВЭП и эффективности ВЭУ в заданном пункте по методике Кадастра изображена на рис. 1.

Для реализации схемы вокруг каждой рассматриваемой аэрологической станции выбираются все соседние метеорологические и аэрологические станции, расположенные на круговых территориях с центром в месте расположения этой станции с зависящими от плотности расположения метеостанций радиусами $R_{\text{МЕТЕО}} \approx 100 - 200$ км и $R_{f(v)} \approx 400 - 500$ км для статистического моделирования средних скоростей на высоте $\approx 10 - 14$ м (рис. 2) и функций распределения ветра соответственно, а также аэрологические станции на территории с радиусом $R_{\text{АЭРО}} \approx 400 - 700$ км для моделирования средних скоростей ветра на высоте 100 м (рис. 3).

На каждом из этапов, в соответствии с принятым в работе подходом, реализуются, по возможности, все или наиболее эффективные известные методы решения с определением погрешности каждого из них, и затем, исходя из принципа минимизации суммарных погрешностей моделирования выбираются наиболее точная комбинация методов или, в случае равноценной суммарной точности, несколько комбинаций, используемых далее по методу экспертных оценок.

Суммарная точность методики Кадастра удовлетворяет в большинстве рассмотренных пунктов и регионов практическим запросам, в соответствии с которыми погрешность определения мощностей ВЭУ не должна превышать 20 – 25%.

В случае совпадения исследуемого на предмет установки в нем ВЭУ пункта с местом расположения аэрологической и метеорологической станции задача определения ветровых параметров упрощается, а точность определения ВЭП и мощности ВЭУ существенно возрастает.

Определение (вблизи метеорологических и аэрологических станций) или моделирование (в межстанционных пространствах) средних скоростей ветра в заданном пункте территории, метеорологических измерений ветра на высоте 10 – 14 м и аэрологических — на высоте 100 м, осуществлялось в Кадастре по данным многолетних измерений ветра на ближайших станциях, с учетом местных особенностей подстилающей поверхности и рельефа.

Наибольшая точность моделирования средних скоростей ветра в межстанционных пространствах на высоте 10 – 14 м достигается, как показано в работе, при использовании процедуры «очистки» скоростей ветра от эффектов затенения (приведения дан-

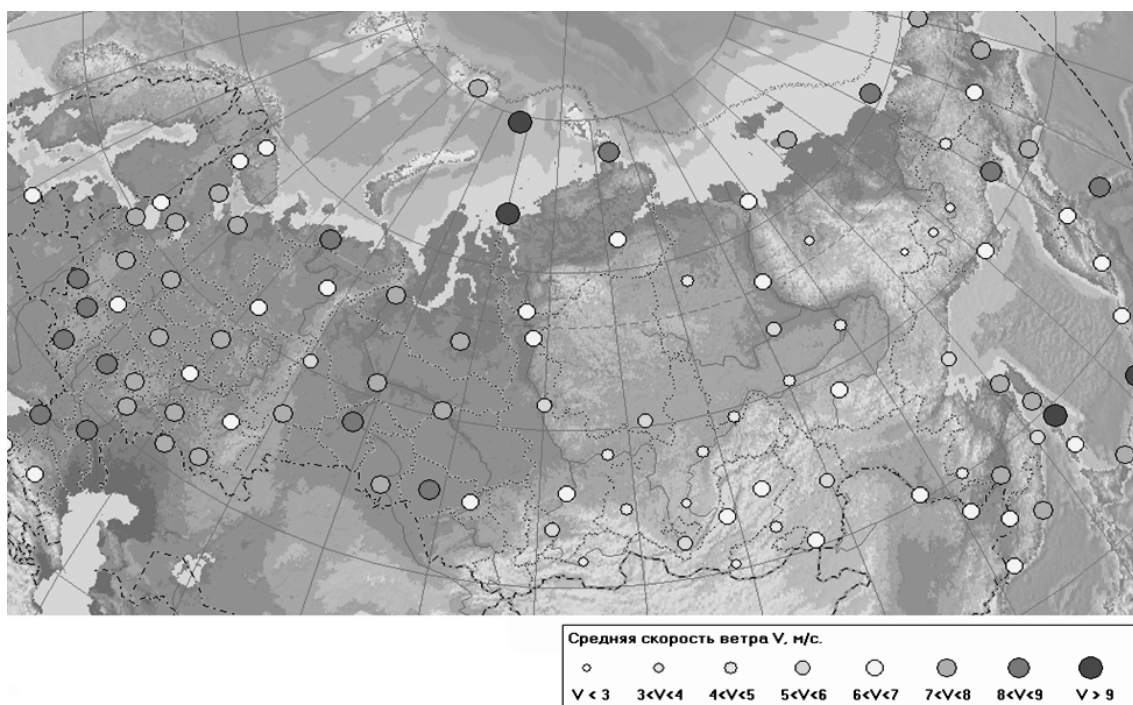


Рис. 2. Распределение среднегодовой скорости ветра по данным метеорологических наблюдений на высоте $\approx 10 - 14$ м

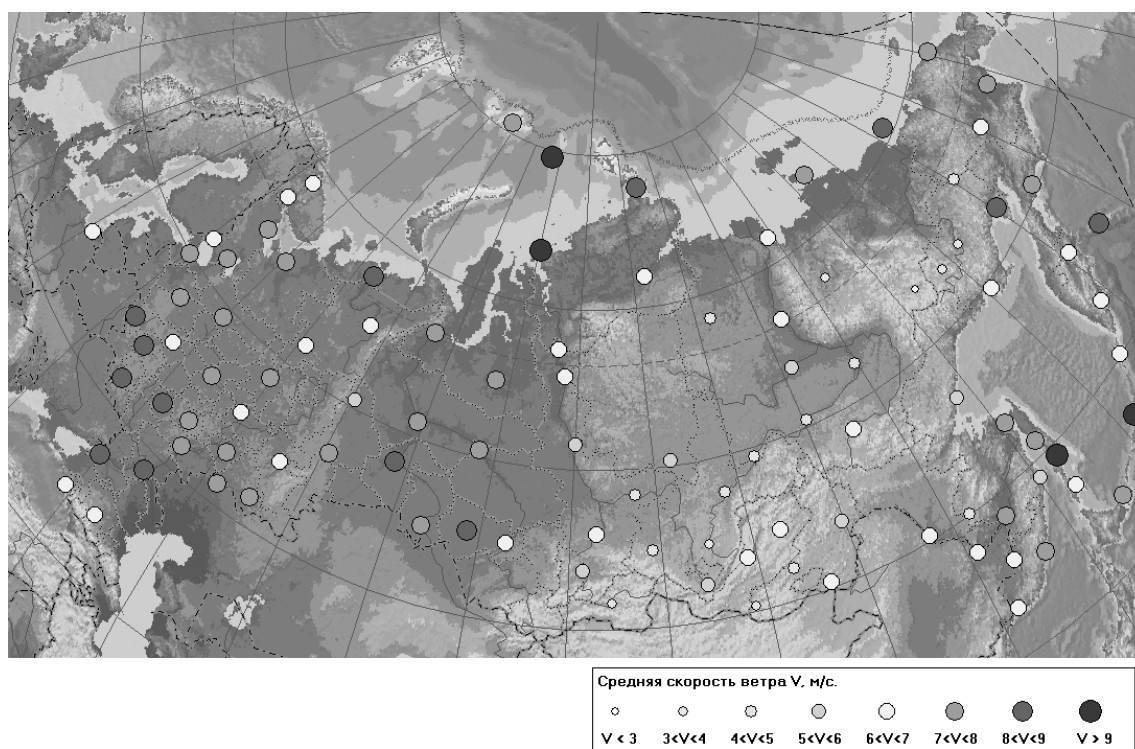


Рис. 3. Распределение среднегодовой скорости ветра по данным аэрологического зондирования пограничного слоя атмосферы на высоте 100 м

ных ГМС к условиям гладкой равнинной местности) с использованием классификации закрытости метеостанций Милевского.

Высокая точность моделирования средних скоростей ветра в межстанционных

пространствах на высоте 100 м достигается при использовании модели линейной пространственной интерполяции данных соседних аэрологических станций с весовыми коэффициентами данных, обратно пропорци-

ональных расстоянию между исследуемым пунктом и ближайшими станциями.

Определение средних за какой-либо временной период T (месяц, сезон, год) значений ветроэнергетического потенциала, или удельной мощности ветра W ($\text{Вт}/\text{м}^2$) и мощности ВЭУ РТВЭУ (кВт) с заданной мощностью, или рабочей характеристикой $P(v)$ основано на расчете интегралов:

$$W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int v^3 \cdot f(v) dv,$$

$$P^{ТВЭУ} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left\{ \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} P(v) \cdot f(v) dv \right\}$$

где ρ — плотность воздуха ($\text{кг}/\text{м}^3$), v — скорость ветра ($\text{м}/\text{с}$), $f(v)$ — функция распределения ветра по скоростям.

При достоверном определении подинтегральных функций $f(v)$ и $P(v)$ данный способ определения ВЭП и мощности ВЭУ оказывается наиболее точным.

Для определения $f(v)$ в том или ином регионе в работе использована методика, основанная на определении региональных и среднесезонных однопараметрических (зависящих только от средней скорости ветра) функций распределения ветра по скоростям (функций Гринцевича) на основе их статистического моделирования по данным о повторяемости ветров по градациям, полученным на всех метеостанциях рассматриваемого региона (рис. 4, 5).

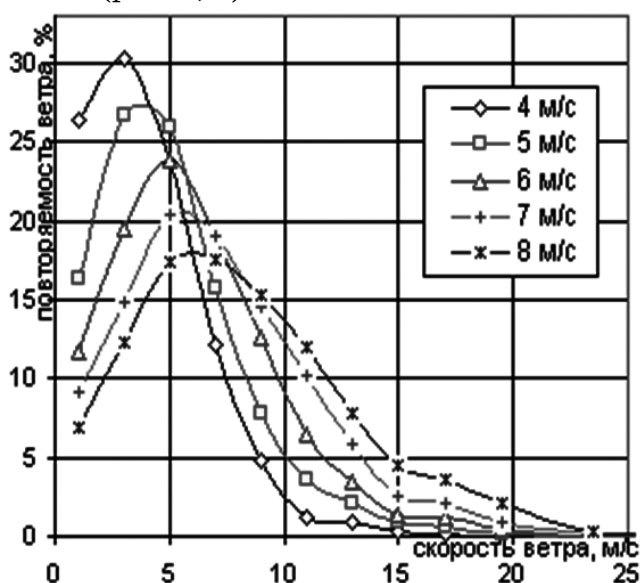


Рис. 4. Среднегодичные функции Гринцевич для разных значений средней скорости ветра для северных районах ЕТР

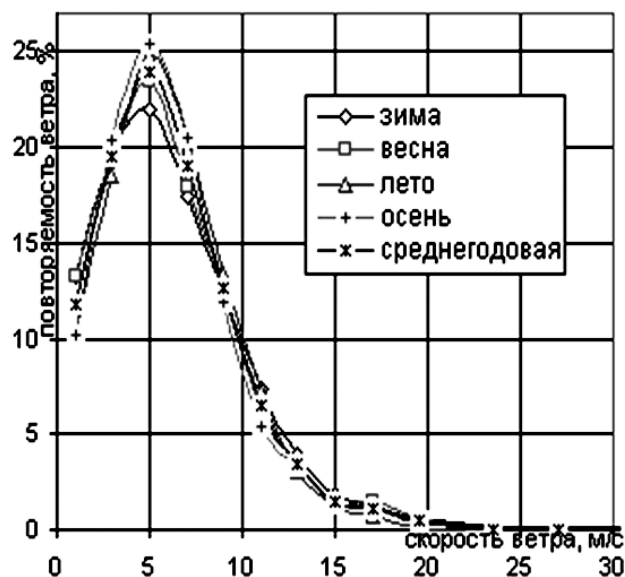


Рис. 5. Средние сезонные и годовая функции Гринцевича для средней скорости ветра $V = 6.0$ м/с для северных районах ЕТР

В силу установленного в работе достаточно однозначного в статистическом смысле соответствия для данного региона и сезона функции распределения $f(v)$ и средней сезонной скорости ветра в приземном стометровом слое атмосферы, точность расчета характеристик ВЭП и ВЭУ во многом определяется в соответствии с развитой методикой точности определения средней сезонной скорости ветра на заданной высоте приземного слоя.

Высотные профили скорости в приземном стометровом слое определялись наиболее точной из известных (как показано в ходе методических расчетов) двухпараметрической логарифмической моделью, параметры которой находились по данным метеорологических наблюдений на высоте флюгера (10 – 14 м) и аэрологических измерений ветра на высоте 100 м.

Список известных ныне зарубежных и отечественных методик моделирования ветровых параметров в приземном стометровом слое атмосферы приведен в табл. 1.

Развитие методик, как видно из табл. 1, идет в направлении увеличения точности за счет привлечения большего числа метеорологических станций и данных измерений на них, а также использования данных аэрологического зондирования ветра в пограничном слое атмосферы.

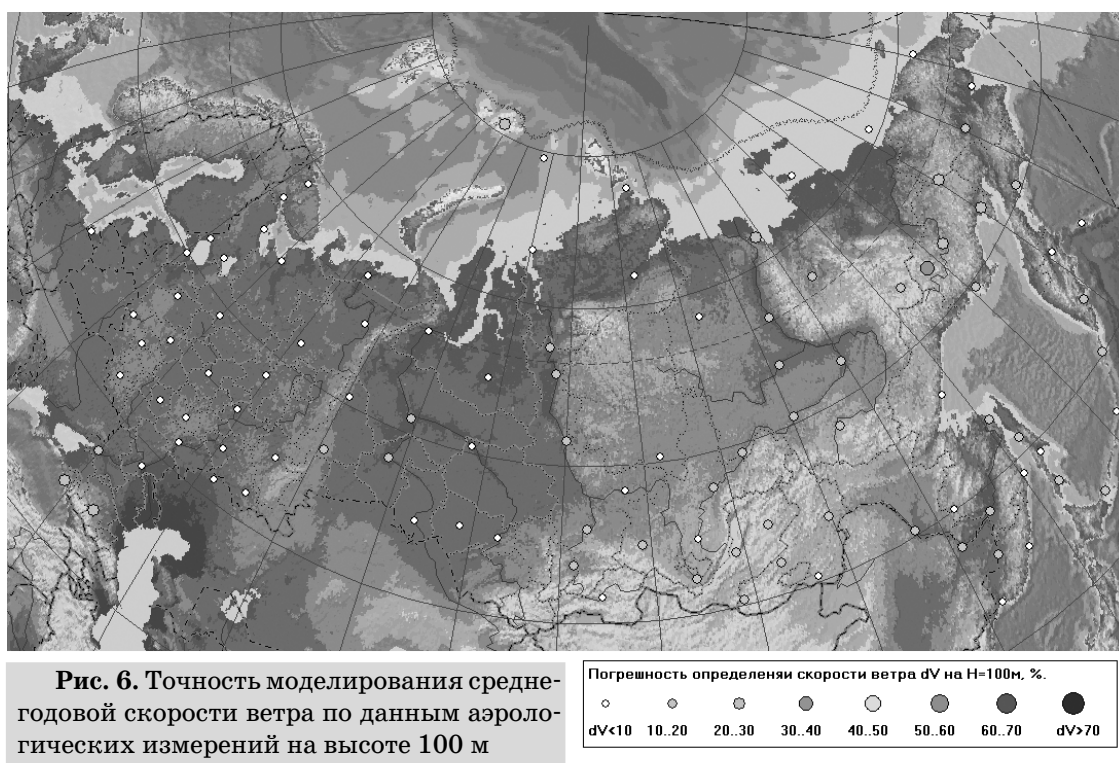
При этом, как показано в работе, точность определения скоростей ветра на высотах расположения осей ветроколес современных ВЭУ

Таблица 1

№	Методика, разработчик	Используемые метеоданные	Используемые аэроданные	Аппроксимация распределения $f(v)$	Аппроксимация высотного профиля
1	Универсальная модель	Соседней ГМС (2200 ГМС РФ)	Не используются	любая из известных, соответств. данной скорости и высоте	$V(z) = V_{\text{фн}} \cdot (z/h_{\text{фн}})^m$ $m = 1/7$ для суши $m = 1/10$ для моря
2	WASP, RISO, Дания	Соседней ГМС + модель Z_0 (332 ГМС РФ)	Не используются	функция Вейбулла по метеоданным с подъемом на высоту	$V(z) = V_o \cdot \ln(z/z_o)$
3	NASA, NREL, США	Модель с разрешением 1x1км	Не используются	функция Рэля по метеоданным	$V(z) = V_{\text{фн}} \cdot (z/h_{\text{фн}})^m$
4	ЦАГИ, 1960	Соседних ГМС-аналогов (≈ 500 ГМС)	Не используются	Табулированные функции Колодина и Поморцева	$V(z) = V_{\text{фн}} \cdot (z/h_{\text{фн}})^m$
5	ГГО, 1989	соседних ГМС (≈ 1100)	Не используются	Г-функция по метеоданным	$V(z) = V_{\text{фн}} \cdot (z/h_{\text{фн}})^m$
6	ФЛЮГЕР 3.0, ЦАГИ, 1994	Соседних станций класса 76 (≈ 1000 ГМС РФ)	V на уровне 100м соседней станции	Табулированная функция Гринцевича	$V(z) = V_{\text{фн}} \cdot (z/h_{\text{фн}})^m$ $m = \ln(V_{100}/V_{\text{фн}})/\ln(H_{100}/H_{\text{фн}})$
7	АО "ВИЭН", 2002	Соседних ГМС (≈ 1100)	Не используются	подъем эмпирической повторяемости	$V(z) = V_{\text{фн}} \cdot (z/z_{\text{фн}})^m$
8	ФЛЮГЕР 2000, НИЦ "АТМОГРАФ"	Соседних ГМС класса 76 (≈ 1000 ГМС РФ)	V на уровне 100 м соседних ГМО с учетом удаленности	Табулированная региональная функция Гринцевича	$V(z) = V_o \cdot \ln(z/h_{\text{фн}})$
9	ФЛЮГЕР XXI, 2003, НИЦ "АТМОГРАФ"	Средние статистические по району с очисткой (≈ 2200 ГМС РФ)	V на высотах 100, 200, 300 и 600 м всех ГМО региона	Табулированная региональная функция Гринцевича	С моделированием $V_{\text{суша}}(z) = V_c \cdot \ln(z/z_c)$ $V_{\text{море}}(z) = V_m \cdot \ln(z/z_m)$

($\approx 50 - 80$ м) определяется в большей степени точностью моделирования скоростей на высоте 100 м и в меньшей степени точностью их моделирования на высоте 10 – 14 м (рис 6).

Для проведения методических сравнений моделей по точности, известные авторам отечественные и зарубежные методики моделирования ветра и ветроэнергетических ресурсов



(табл. 1), включая методику Кадастра, были программно реализованы в одном компьютере.

В качестве критериев погрешности моделирования приняты отклонения смоделированных для рассматриваемого пункта параметра Y_M от его значения, определенного по данным многолетних его измерений в N пространственных точках, принадлежащих этой области:

$$\Delta_Y = N^{-1} \cdot \sum_{i=1}^N (Y_i - Y_M)$$

$$\sigma_Y = \sqrt{N^{-1} \cdot \sum_{i=1}^N (Y_i - Y_M)^2}$$

где N — число используемых при моделировании метеостанций, расположенных в окрестности исследуемого пункта или в пределах района.

Первый параметр ΔY выявляет наличие систематической погрешности моделирования средних значений; второй — σ_Y дает среднеквадратическое отклонение (СКВО) результатов моделирования от данных эксперимента.

Распределение разностей $(Y_i - Y_M)$ относительно средних значений близко, как показали исследования, к нормальному (гауссовому) закону, поэтому полученные значения σ_Y могут быть использованы для оценки погрешностей моделирования (с уровнем достоверности 95%) в соответствии с таблицами квантилей для нормального закона распределения.

Моделирование характеристик ветра, ВЭР и энергетических показателей ВЭУ, гипотетически размещенных в местах расположения аэрологических и метеорологических станций проводилось всеми рассмотренными методиками. Полученные расчетные данные каждой методики сравнивались с данными многолетних измерений ветра на метеостанциях (рис. 7,8), а при наличии эксплуатационных данных — с энергетическими показателями действующих ВЭУ (Калининградская область, Анадырь и др).

Ниже, для примера, приведены характерные значения $\Delta_{P_{ВЭУ}}$ мощности ВЭУ VESTAS V80 (2,0 МВт), определенной по методике Кадастра для выборочных регионов в диапазоне средних скоростей ветра $V_{CP} \approx 6 - 8$ м/с (табл. 2).

Характерные среднегодовые значения $\Delta_{P_{ВЭУ}}$ составляют в данном случае $\approx 16 - 23\%$.

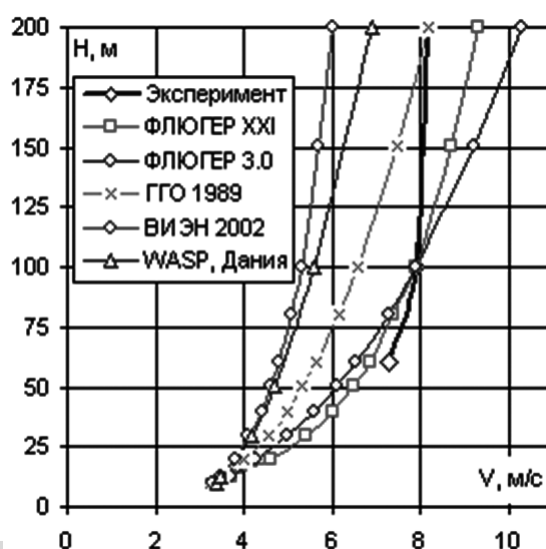


Рис. 7. Экспериментальные (по данным аэрологической станции) и модельные среднегодовые высотные профили скорости ветра для Архангельска



Рис. 8. Среднегодовые высотные профили скорости ветра для севера европейской территории России по данным измерений аэрологических станций региона

Таблица 2
Характерные значения погрешности Δ_x определения мощности ВЭУ VESTAS V80 (2 МВт) в различных регионах России

Регион	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Александровск-на-Сахалине	14,3%	16,6%	21,3%	17,8%	18,1%
Анадырь	18,1%	19,9%	28,4%	19,6%	22,7%
Архангельск	15,2%	16,8%	20,9%	17,6%	17,2%
Барабинск	12,7%	14,2%	19,9%	15,8%	15,8%
Москва	16,6%	18,4%	24,5%	18,7%	20,2%

Значения среднеквадратических отклонений реальных средних мощностей ВЭУ разного типа и класса мощности, определенных по экспериментальным гистограммам повторяемости всех соответствующих метеостанций севера европейской территории России (центр Архангельск), приведены в табл. 3.

Таблица 3
СКвО (в%) средних мощностей ВЭУ ($\sigma_{P_{вэу}}$)

Скорость, м/с	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
VESTAS V29	14,5	13,5	12,0	7,9	3,7	2,2	2,5	3,1
ENERCO N E30	14,9	14,6	13,0	8,6	4,0	2,2	2,4	3,1
VESTAS V44	17,3	16,6	14,5	9,1	4,2	2,3	2,5	3,1
ENERCO N E44	16,1	15,8	13,9	9,1	4,1	2,3	2,3	3,2
VESTAS V80	16,0	15,1	13,2	8,6	4,0	2,2	2,5	3,1
ENERCO N E70	16,3	17,2	15,3	10,1	4,8	2,4	2,4	3,2

В табл. 4 приведены модельные показатели и их погрешности по сравнению с реальными среднегодовыми мощностями ВЭС в поселке Куликово Калининградской области, рассчитанные по известным моделям с учетом реального рельефа и подстилающей поверхности, технических характеристик базовых ВЭУ VESTAS V – 27 и имевших место по техническим причинам простоев.

Таблица 4

№	Методика, разработчики	Среднегодовая мощность ВЭУ, кВт	Коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ, %	Отклонение результатов моделирования от фактических
	Эксплуатационные данные	≈ 40,9	≈ 18,2	
1.	WASP, RISO, Дания	26,8	13,8 (максимум)	-24,2% (минимум)
2.	ГГО, 1989	35,8	15,9	-12,6%
3.	ФЛЮГЕР 3.0, ЦАГИ, 1993	39,2	17,4	-4,4%
4.	АО "ВИЭН", 2002	33,5	14,9	-18,1%
5.	ФЛЮГЕР XXI, 2003 НИЦ "АТМОГРАФ"	42,5	18,9	+3,9%

Хорошее совпадение результатов расчета показателей ВЭУ по методике, развитой в кадастре, с эксплуатационными энергетическими показателями действующих ВЭУ в пос. Куликово Калининградской области (табл. 4), а также Анадыре, Воркуте и др. подтверждает ее высокую достоверность и эффективность в сравнении с остальными известными методиками.

Достаточную практическую точность определения ВЭП и энергетических показателей ВЭУ в данном месте или регионе удается достичь лишь в результате статистического синтеза данных аэрологических и метеорологических измерений.

Использованная в Кадастре методика, как показал сравнительный анализ, является наиболее точной и достоверной из известных, в том числе наиболее авторитетных зарубежных, и позволяет определять среднегодовые и сезонные значения ВЭР и мощности ВЭУ с известными мощностными ($P_{ВЭУ}(V)$) и техническими характеристиками с погрешностью не выше 13 – 18% — для равнинных территорий и на выше 24 – 28% — для регионов со сложным рельефом (рис. 9).

Достигнутая, достаточно высокая для практического использования, точность определения ВЭП и энергетической эффективности ВЭУ, позволяет рассматривать ее в качестве весьма перспективной нормативной методики при проведении предпроектных и проектных ветроэнергетических изысканий и подготовке технико-экономических обоснований и бизнес-планов ветроэнергетических проектов.

Для детализации качественных и количественных особенностей ВЭР в 14 регионах, представляющих практически все ветроклиматические зоны России и покрывающие около 70% ее территории, с помощью развитой в Кадастре методики, определены и проанализированы количественные характеристики ВЭР в приземном стометровом слое атмосферы.

Север, центр и юг ЕТР представлены областями (с радиусами до 550 км) с центрами соответственно в Архангельске, Москве и Волгограде. Южный Урал представлен Оренбургом. Север, центр и юг Западной Сибири соответственно — Диксоном, Тарко-Сале и Барабинском. Север и юг центральной Сибири — Оленеком и Усть-Баргузином. С севера и центра

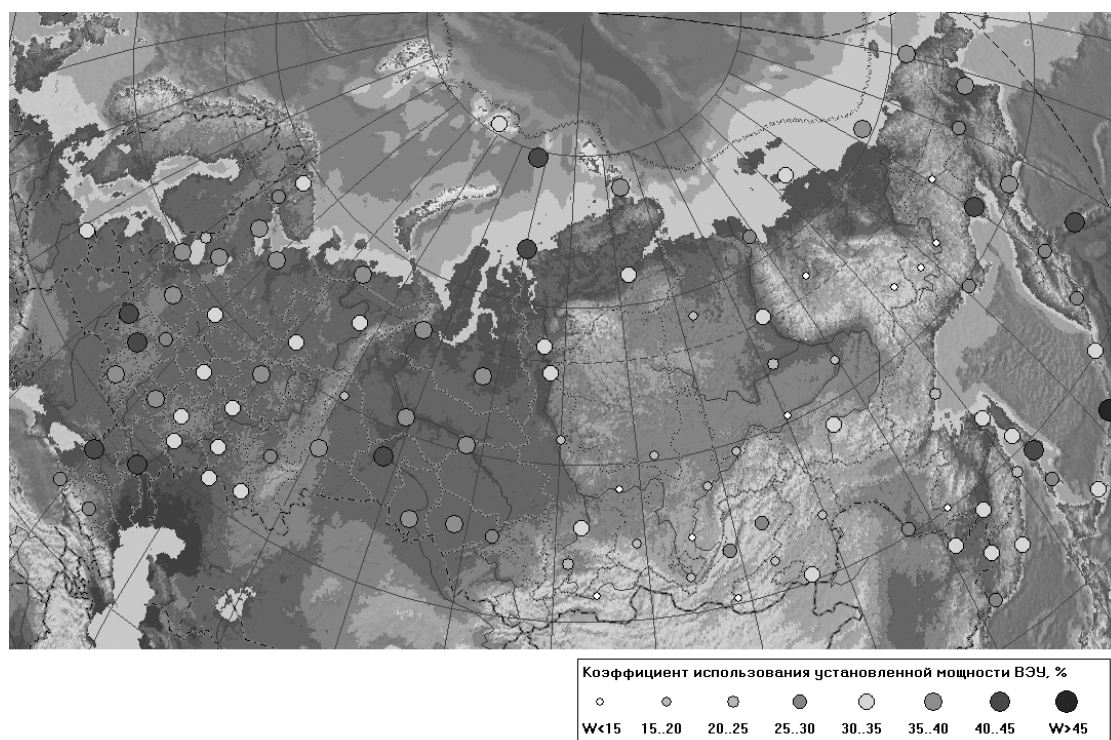


Рис. 9. Распределение среднегодовых коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V – 80 с высотой башни 100 м

Восточной Сибири — Тикси и Сусуманом. Север, центр и юг Дальнего Востока представлены Анадырем, Петропавловском-Камчатским и Александровском-на-Сахалине. Выбор метеоцентров пос. Тикси и о-ва Диксон, имел основную цель — определение ветровых условий на Северном морском пути.

Выбор размеров областей и их центров осуществлен с учетом их репрезентативности для климатических регионов, статистической обеспеченности метеорологическими и аэрологическими данными, а также крупномасштабных особенностей рельефа (горы, равнины), климатообразующих факторов (удаленность от морей, влияние устойчивых барических систем) и подстилающей поверхности (леса, степи, снежный покров и пр.).

Для выбранных 14 регионов России определены средние сезонные значения ВЭП в приземном стометровом слое (рис. 10), а также ВЭУ средней номинальной мощности (рис. 11, 12). Для сравнения рассмотрены наиболее эффективные ВЭУ мегаваттного класса мощности VESTAS V-80 2 МВт датского производства и ENERCON E -70 2 МВт немецкого производства. Даны оценки погрешностей и достоверности полученных региональных характеристик ВЭР и мощности ВЭУ.

По расчетным данным с использованием развитой авторами методики и компьютерных ГИС-технологий построены карты пространственных (географических и высотных) и сезонных распределений на территории России (на высотах метеорологических измерений 10 – 14 м, 50 и 100 м) следующих ветроэнергетических характеристик: средних скоростей и направлений ветра, его удельных импульсов и удельных мощностей, вероятности ветроэнергетических штилей, коэффициентов использования номинальной мощности типовых серийных ВЭУ (в 105-ти репрезентативных пунктах, достаточно подробно представляющих всю территорию России), а также — карты погрешностей определения ветроэнергетических характеристик.

Методы картографирования ветровых ресурсов Кадастра основаны на точечно-локальном их представлении в местах расположения аэрологических станций с цветным разрешением ветровых характеристик (с использованием десяти цветовых градаций) на цветном географическом фоне. Выбор точечного представления данных при их картографировании оправдывается не только увеличением информативности таких карт, но и большим их соответствием методикам определения ВЭР, да-

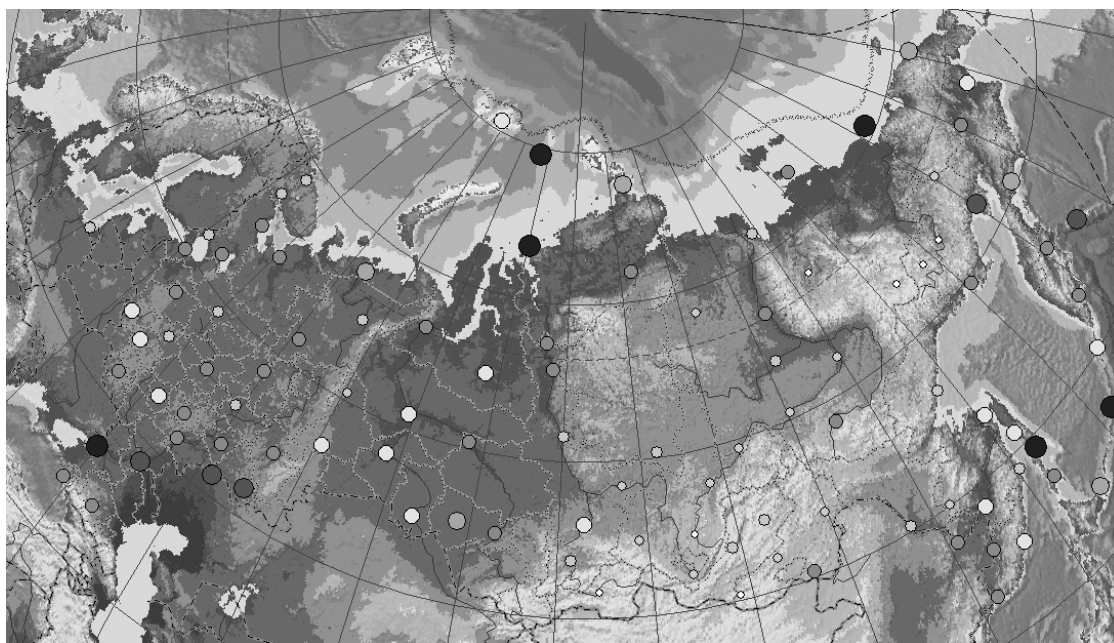


Рис. 10. Распределение удельной мощности ветра ($Вт/м^2$) на высоте 100 м

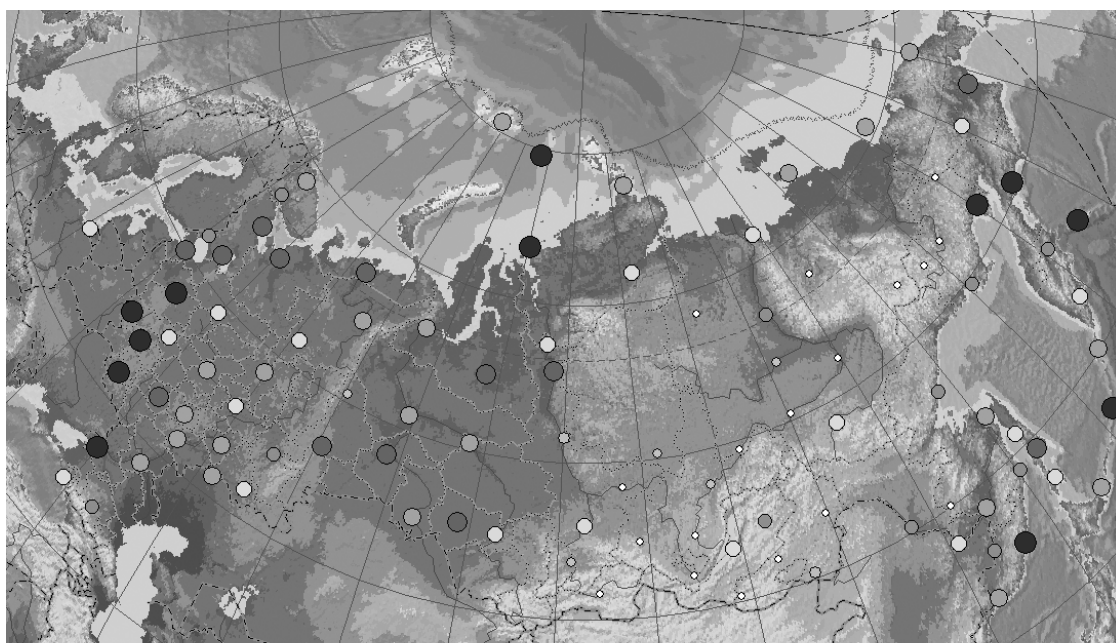
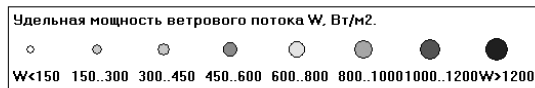
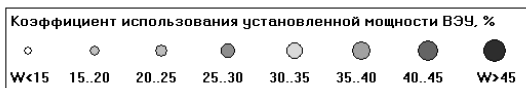


Рис. 11. Распределение коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V – 80 с высотой башни 100 м в зимний период



ющим достаточно достоверные данные в основном в местах расположения метеостанций и их ближайших окрестностях.

Система картографирования, использованная в Стандарте, базируется в основном на картах областей России с масштабом $M 1:100\,000$.

Выбранные масштабы, с учетом точности определения и указания в справочниках координат метеорологических и аэрологических станций (сотые доли географического градуса или в качестве характерных для России широт — 1 км) обеспечивают пространствен-

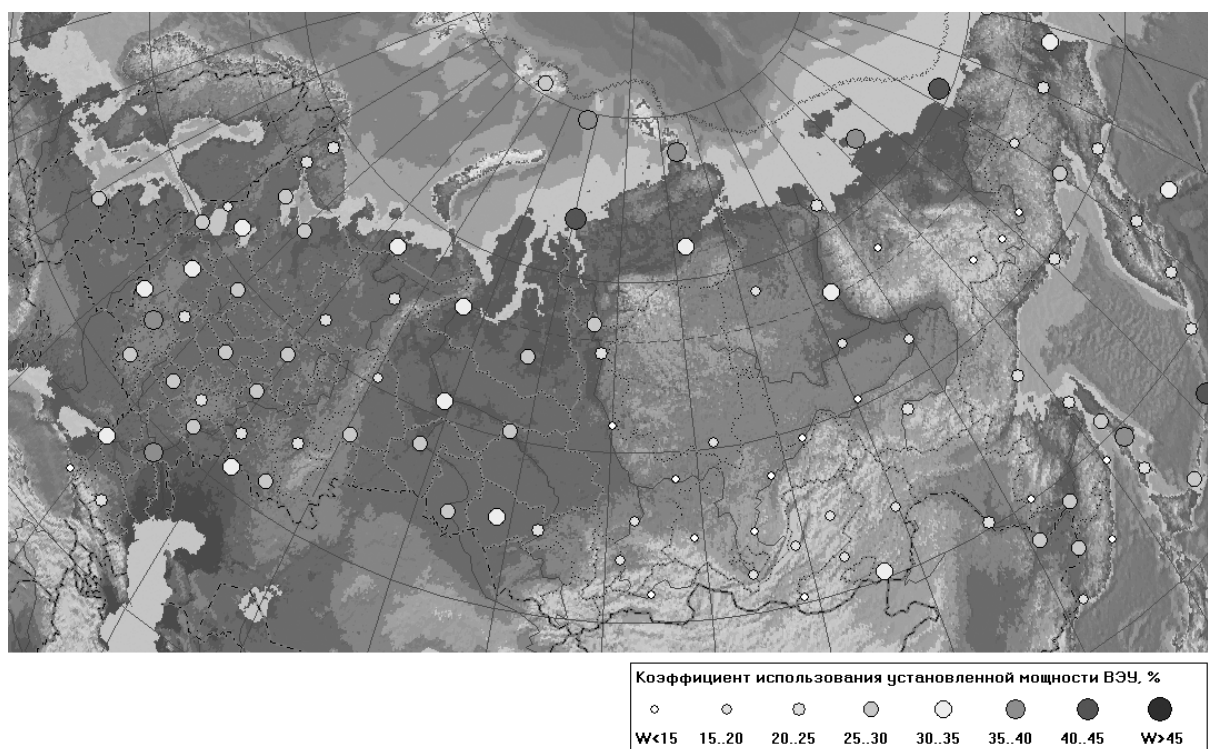


Рис. 12. Распределение коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V – 80 с высотой башни 100 м в летний период

ное разрешение особенностей рельефа и подстилающей поверхности с характерным масштабом $\approx 1 - 2$ км.

В сочетании с метеорологическими и аэрологическими данными используемая картографическая информация позволяет весьма точно оценивать осредненные по площади с характерными размерами $\approx 1 - 2$ км климатические характеристики ветра с точностью определяемых средних сезонных скоростей ветра в пределах $0,4 - 0,5$ м/с (8 – 10% от среднегодовой скорости) для равнинных и $\approx 1,0 - 1,5$ м/с для горных территорий.

Анализ основных особенностей и закономерностей географического и высотного распределения и временной (суточной, сезонной, годовой, многолетней) изменчивости ВЭР и детальные оценки ветроэнергетических характеристик в отдельных регионах России позволили получить новые и уточнить известные (с учетом энергетической и экономической эффективности современных ВЭУ) данные о ВЭР, техническом и экономическом потенциале как в отдельных регионах, так и в России в целом (рис. 13). Определены перспективные районы использования ВЭУ и ВЭС (рис. 14), а также получены оценки экономического эффекта от их применения.

Наиболее перспективными для применения ВЭУ, как следует из анализа карт и полученных расчетных результатов, являются прибрежные северные районы европейской территории России и юго-западных областей ЕТР, Крайнего Севера и Дальнего Востока, а также степные территории юга Урала и Западной Сибири.

Получены и проанализированы оценки технического и экономического ветроэнергетических потенциалов для федеральных округов, субъектов РФ и для России в целом.

Данные о техническом и экономическом ветроэнергетических потенциалах РФ и ее федеральных округов, полученные с учетом расчетных значений коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS – V80 для рассмотренных территорий, приведены в табл. 5.

Оцененный в работе технический ветроэнергетический потенциал России примерно в 13 раз превышает сегодняшнюю годовую выработку всех электростанций страны (≈ 900 ТВт •ч /год).

Допустимая в настоящее время по техническим нормативам суммарная выработка установленных в России ВЭУ может составить около 200 ТВт ч/год, что примерно в 60 раз

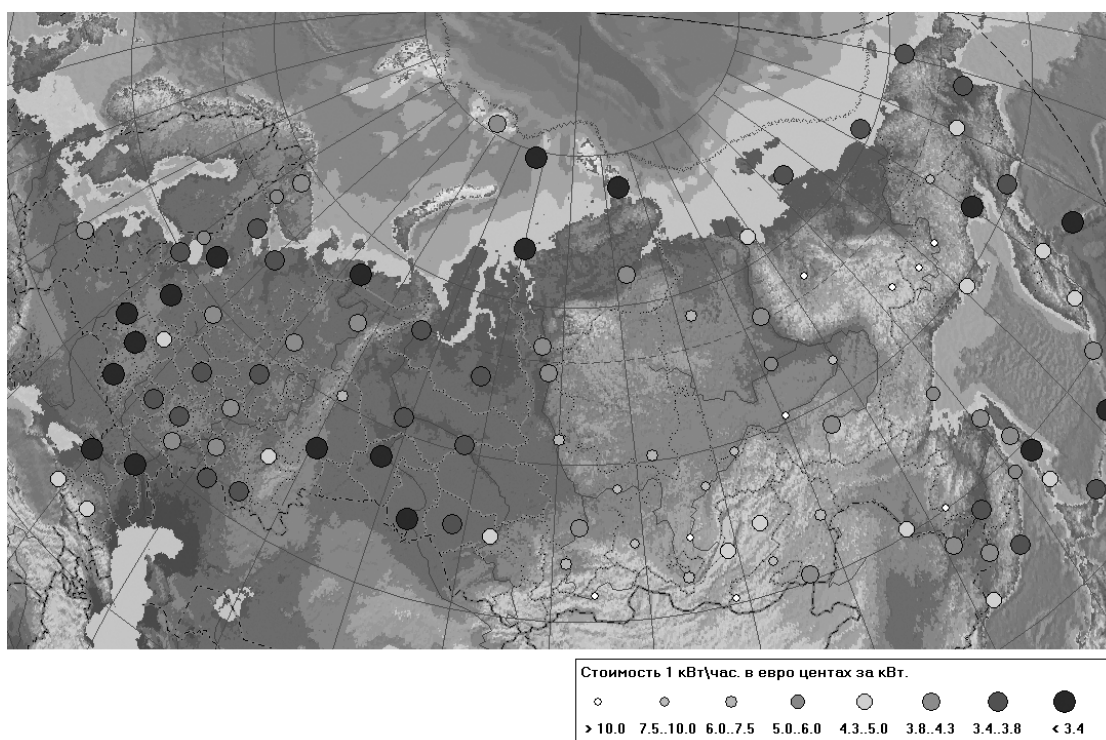


Рис. 13. Распределение по территории России себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ VESTAS V – 80 с высотой башни 100 м

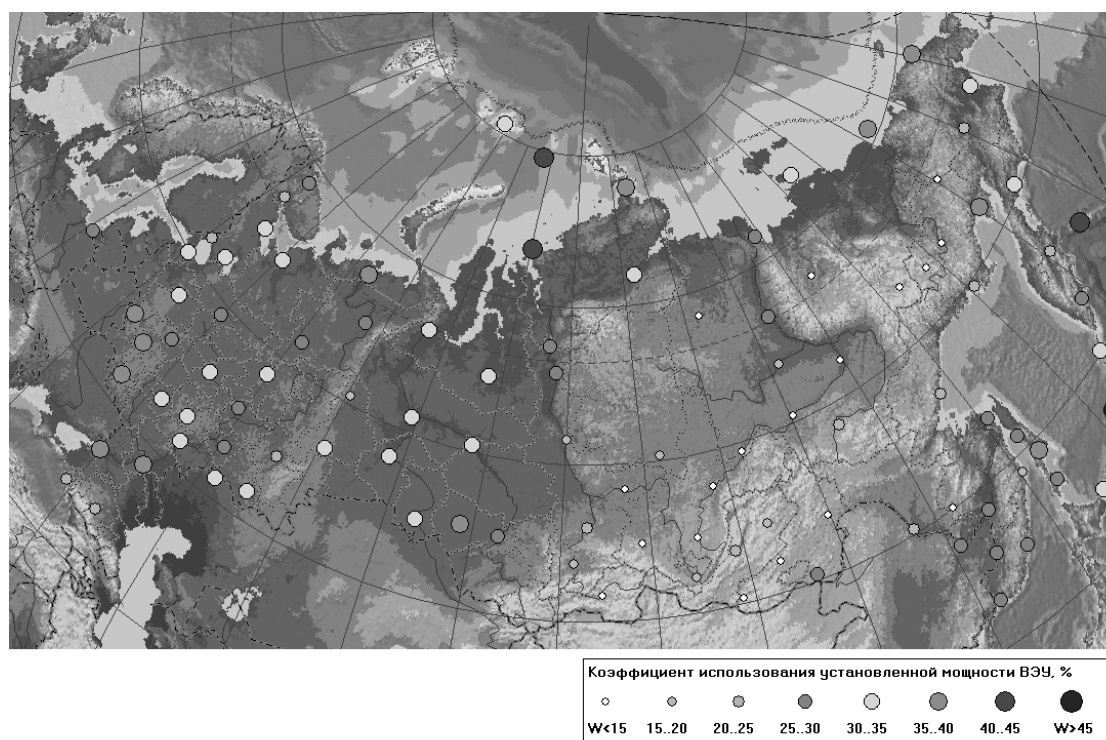


Рис. 14. Распределение среднегодовых коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ VESTAS V – 80 с высотой башни 70 м

меньше полученной оценки технического потенциала ВЭР. Для размещения ВЭС, обеспечивающих указанную выработку, требуются суммарные площади $\approx 0,17 - 0,2\%$ террито-

рии России (с учетом наличия регионов, где средние годовые значения коэффициентов использования номинальной мощности ВЭУ превышают 30% и более).

Таблица 5
Технический и экономический потенциал ВЭР по федеральным округам РФ

№	Федеральный округ	Технический потенциал, млрд.кВт•ч/год	Экономический потенциал, млрд.кВт•ч/год
1	Центральный	762	3,8
2	Северо-западный	1972	9,9
3	Южный	712	3,6
4	Приволжский	1126	5,6
5	Уральский	2340	11,7
6	Сибирский	4322	21,6
7	Дальне-восточный	5247	26,2
	ИТОГО:	16 500	82,5

Богатейшие в мире сухопутные запасы ветроэнергетических ресурсов, при наличии больших территориальных возможностей для выбора оптимальных для ВЭУ мест их размещения, позволяют рассматривать ветроэнергетику как одну из наиболее экономичных, эффективных и перспективных отраслей энергетики России не только в отдаленной перспективе, но уже в настоящее время. По последним результатам исследований отмечается наличие большого ветропотенциала в западных европейских и южных дальневосточных областях

России, позволяющего обеспечить экспорт электроэнергии ВЭС в соседние страны: Белоруссию, Украину, Китай.

По мнению авторов, технически и экономически целесообразным и реальным для России представляется доведение \approx к 2015 – 2018 гг. доли выработки электроэнергии ВЭС до 7 – 10% от суммарного энергобаланса страны. Для этого в ближайшие 5 лет желательно было бы достичь суммарной установленной мощности ВЭС \approx 2 – 3 ГВт с последующим наращиванием ее до 2 – 3% в год. Масштабы наращивания суммарной установленной мощности ВЭС \leq 1% на наш взгляд не являются экономически, экологически и социально выгодными для России.

Содержащиеся в выпускаемом Кадастре данные и рекомендации предназначены для разработки государственной, региональных и отраслевых стратегий и программ внедрения и использования ветроэнергетических технологий для выработки и сбережения энергии, являющихся обязательным условием развития отечественной ветроэнергетики. Представленный материал может быть полезен потенциальным потребителям энергии ВЭУ и ВЭС, производителям и дилерам ветротехники, а также службам их внедрения и эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Николаев В.Г., Гринцевич Ю.А., Пономаренко Л.В., М. Б. Плущевский и др. Методика определения ветроэнергетических ресурсов и оценки эффективности использования ветроэнергетических установок на территории России и стран СНГ. // Рекомендации по стандартизации. М.: МИНТОПЭНЕРГО.1994. 2. Старков А.Н., Лансберг Л., Безруких П.П., Борисенко М.М. Атлас ветров России. «Можайск-Терра», М.: 2000. 3. Николаев В.Г., Ганага С.В., Корпачев А.В., Кудряшов Ю.И., Першуткина Т.И. Оценка ветроэнергетического потенциала Архангельской и Мурманской областей России. Том I, II. Итоговый отчет Международного проекта США (NREL) – Россия (ИнтерСоларЦентр), 2000. 4. Гринцевич Ю.А., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Исследование энергетической и экономической эффективности и определение мест оптимального размещения шельфовой ВЭС мощностью 50 МВт на побережье Калининградской области России. Сб. Докладов Международной конференции «Возобновляемая энергетика 2003». Изд.СПбГПУ. С.-Пб.: 2003. 5. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Методика и результаты ретроспективного прогноза энергетической эффективности ветроэлектрической станции в поселке Куликово Калининградской области России. Сборник Докладов Международной научно-практической конференции «Малая энергетика 2004». Изд. РосАтом. М.: 2004. 6. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Методические основы определения ветровых характеристик и ветроэнергетических ресурсов в пограничном слое атмосферы на территории России, стран СНГ и Балтии. «Атмограф». М.: 2004. 7. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Сравнительный анализ экономических показателей возобновляемых и традиционных источников энергии. Малая энергетика. № 1. М.: 2005. 8. Ganaga S.V., Grintsevich Y.A., Nikolaev V.G., Ponomarenko L.V. Data Base “Fluger” and Numerical Method for the Wind Resources Determination on Russian Territory. Reports of European Community Wind Energy Conference. Madrid. 2003.

КОНЦЕПЦИЯ ЗАКОНА «О МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ». ПРОБЛЕМНЫЙ АСПЕКТ

Иванов В.Б., д.ф.м.н, депутат Государственной Думы Федерального Собрания РФ, зам. председателя Комиссии по малой энергетике

Рабочая группа по разработке концепции законопроекта с исходным названием «О малой энергетике» образована решением Комитета по энергетике, транспорту и связи Государственной Думы. В состав группы вошли ведущие специалисты организаций и предприятий. Руководителем рабочей группы является Председатель Комитета Язев В.А. Первым заместителем председателя – депутат Государственной Думы, заслуженный деятель науки РФ Иванов В.Б. Работа над концепцией законопроекта одобрена ведущими министерствами, Советом Федерации. К настоящему времени макет концепции, составленный из предложений многочисленных участников, готов и представлен на сайте ОАО «Малая энергетика».

Идей и предложений в этой области энергетики так много, что они требуют отдельного обобщения и оценки с позиций современной государственной политики, муниципальной реформы и тенденций глобализации мировой энергетики. В настоящее время творческий коллектив под руководством Иванова В.Б. готовит брошюру, которая адресуется представителям органов местного самоуправления и законодательной власти субъектов федерации для разработки и осуществления региональных и местных энергетических программ.

Малая энергетика (в тексте концепции предпочтение отдается термину «автономная»), по мнению авторов концепции, наиболее эффективна как с экономической, так и с экологической точек зрения, позволяет целенаправленно удовлетворить потребности общества в качественной энергии с учетом конкретных региональных и индивидуальных требований. Комплексность задачи, с одной стороны, и разграничение полномочий (административных и бюджетных) с другой, требуют законодательного закрепления системы организационно-правовых и финансово-экономических мер, направленных на государственную поддержку и стимулирование использования автономной энергетики в целях долговременного энергетического обеспечения.

Законопроект, по мнению участников рабочей группы, должен включать:

определение среднесрочной и долгосрочной государственной стратегии в отношении автономной энергетики;

обоснование необходимости отнесения этой отрасли к перечню приоритетных для социально-экономического развития страны;

закрепление необходимости разработки и реализации федеральной целевой программы «Развитие автономной энергетики»;

определение источников финансирования инновационного развития автономной энергетики и формы этого финансирования, включая как чисто государственное бюджетное (федеральное и рекомендации субъектам федерации, а также органам местного самоуправления), так и частно-государственное;

установление льгот и гарантий для инвестиций в инновационное развитие автономной энергетики, уточнение в ее интересах налоговой (налоговые кредиты, переход к общему порядку принятия к вычетам НДС при осуществлении капитального строительства) и таможенной политики (освобождение от ввозных таможенных пошлин, не имеющих отечественных аналогов импортного оборудования, сырья, материалов, лицензий, ноу-хау).

Существенную поддержку в рабочей группе получили следующие положения:

обеспечить недискриминационный доступ производителей тепла и электроэнергии малой энергетики к лимитам на энергоресурсы и к распределительным сетям;

обязательность закупок оптовым рынком по утвержденным тарифам в определенных объемах тепла и электроэнергии, выработанных на автономных источниках;

включать в стоимость энергии инвестиционную составляющую, с целью ускоренной окупаемости объектов малой энергетики;

предоставлять потребительские кредиты на приобретение электроустановок малой мощности;

утвердить нормы ускоренной амортизации оборудования объектов малой энергетики, особенно для атомных установок;

отрегулировать на правовом уровне привлечение частных инвестиций в создание атомных установок малой мощности.

Несмотря на противоречивость некоторых из приведенных мер, на этом этапе разработки концепции законопроекта все они имеют право на существование.

Законодатель имеет не очень удачный опыт законотворчества в области малой энергетики, хотя полезные наработки имеются в части региональных законов и программ о развитии малой и возобновляемой энергетики.

Для осознания реальных перспектив концепции данного законопроекта и определения пути дальнейшей работы над ним, необходимо рассмотреть современное состояние и тенденции в топливно-энергетическом комплексе в целом. В первую очередь, его глобализацию.

Принципы, которые положены в основу энергетической политики ведущих энергопотребителей – США и ЕС, обязательно распространятся на Россию и заставят государство сосредоточиться на крупной энергетике и на допустимых для национального суверенитета формах открытого международного сотрудничества в области добычи, транспортировки и использования невозобновляемых энергоресурсов. Принципы энергетической политики США, принятые летом этого года, направлены на достижение безусловного и справедливого (с точки зрения США) доступа к мировым топливно-энергетическим ресурсам. При этом, максимально ослабляются ограничения на добычу собственных энергоресурсов и ограничения для энергопроизводителей по экологическим параметрам. Для ЕС приоритетными остаются: стабильность и диверсификация поставок энергоресурсов, главным образом, природного газа, а также энергоэффективность использования возобновляемых источников энергии. Практически общепринята и позиция о возобновлении строительства атомных электростанций. Также можно ожидать активизации глобалистских тенденций и наступления на переговорные позиции России в связи с приближением 15-летия Европейской Энергетической Хартии (Гаага 16 — 17 декабря 1991 г.). Договор к Энергетической Хартии (Лиссабон, 17 декабря 1994 года)

Российской Федерацией по ряду принципиальных расхождений не ратифицирован.

Видно по всему, что государству в ближайшем будущем будет не до малой энергетики. Цены на топливо будут неизбежно и быстро стремиться к мировым, которые также будут расти. Цена на природный газ для жилищно-коммунальных хозяйств и населения будет становиться рыночной, а вопрос получения лимитов потребления природного газа будет заменяться свободным его приобретением на рынке. Малой энергетике придется вписываться в рыночные механизмы. Но здесь у нее много преимуществ, которых большая энергетика не имеет. Поэтому малой энергетике любыми путями необходимо быстро заполнить розничный товарный рынок соответствующим оборудованием для индивидуальной и коллективной выработки электричества и тепла, а также топливом для него. Примерно так, как сейчас он заполнен бытовой техникой. В мире отчетливо проявляется тенденция к использованию альтернативного моторного топлива. Традиционное жидкое моторное топливо дорожает и резервируется, поскольку является основой боеспособности современных армий. Комитет по энергетике, транспорту и связи Государственной Думы настойчиво продвигает законопроект об альтернативном моторном топливе. Этот закон для малой энергетики имеет очень большое значение. Надеемся, он будет скоро принят. Малая энергетика — хороший бизнес для крупных оптовиков и для сельских потребителей. А их немало. В Ульяновской области почти 30 процентов от общей численности населения проживает в селе, и подобных большинство. С учетом того, что структура энергопотребления части городского населения, по сути, является сельской, потенциальный рынок автономной и коллективной энергетики можно увеличить в полтора раза. Заметную роль в его освоении может сыграть сельская потребительская кооперация с ее разветвленной сетью заготовительных пунктов и магазинов. Есть возможность усиления позиций малой энергетики в федеральном законе «О сельскохозяйственной кооперации». В США, например, полная электрификация (а также телефонизация) села была осуществлена силами фермерских кооперативов за тридцать лет (включая и военные годы). У нас практически не рас-

считаются варианты энергоснабжения на бесприбыльной основе, как в Дании, или варианты участия в качестве акционеров или вкладчиков потребителей энергии на уровне ее розничной продажи. Эти проверенные жизнью механизмы следует использовать отечественной малой энергетике. Реализация такого скромного сценария потребует модернизации Энергетической стратегии и внесения изменений во многие базовые законы – Таможенный, Налоговый, Бюджетный, а также, возможно, в Лесной и Водный кодексы, в закон от 19.06.1992 года № 3085-1 «О потребительской кооперации в Российской Федерации», а также соответствующие изменения в законодательство субъектов федерации и в другие нормативно-правовые акты. В основе должна находиться федеральная целевая программа, скоординированная с региональными и местными энергетическими программами. Она не должна ограничиваться селом. Ведь рекреационные зоны нужно освобождать от излишних сетей. В мировой экономике ландшафт «стоит обедни». Пригороды больших городов быстро становятся новыми спальными районами. Темпы строительства здесь зданий можно увеличить, но ускорить строительство сетей гораздо сложнее. Малая несетевая коммунальная энергетика решает эту проблему без сетей, а тарификация энергоснабжения качественно изменяется. Цена на тепло и энергию свободна, тарифы не утверждаются, а управляются либо собственниками жилья, если им принадлежит энергетическая установка, либо двусторонним договором между собственником жилья и собственником энергетической установки. Структура цены прозрачна и обозрима. Рыночные цены на жилье также станут отражать и качество его энергоснабжения.

Очевидно, быстрое развитие малой энергетике решает много проблем общегосударственного масштаба, но потребуются затронуть и много действующих нормативно-правовых актов, хотя изменения законов будут связаны, в основном, со снятием препятствий для малой (автономной, несетевой) энергетике. И, напротив, наши законодательные инициативы относительно мер прямой государственной поддержки несетевой энергетике в сегменте, традиционно принадлежащем энергетике большой, могут быть неуспешны. Исключе-

ние — малая энергетика резервных мощностей для использования в особый период.

Разработка законодательства о малой энергетике затронет Градостроительный Кодекс и связанные с ним нормативно-правовые документы – схемы территориального планирования и генеральные планы, порядок согласования проектов, правила землепользования и застройки, порядок архитектурно-строительного проектирования и государственной экспертизы проектов, порядок строительства и ввода в эксплуатацию объектов малой энергетике для разных территориальных зон городских и сельских поселений и т.д. Большинство таких документов разрабатывается и утверждается Правительством РФ, в целом относится к совместному ведению федерации и субъектов, а реализация их осуществляется с участием органов местного самоуправления поселений. Понятно, что для ускорения работы не обойтись без создания, в соответствии с Градостроительным Кодексом, совместных (федерально-регионально-местных) комиссий по территориальному планированию, работающих на постоянной основе. Порядок работы таких совместных комиссий должен устанавливаться Правительством РФ, но, хорошо бы с использованием основ базового закона о малой энергетике. В ведение комиссий могла бы входить экспертиза инвестиционных проектов субъектов федерации по размещению объектов малой энергетике с упрощенным решением всех этих вопросов.

Для общего ускорения процесса необходимы связи с органами межмуниципального сотрудничества (создаваемыми в рамках федерального закона № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»). Пожалуй, именно эти организации в законодательстве о малой энергетике будут объективно заинтересованы и могли бы выражать консолидированную точку зрения на местах.

В соответствии с тем же законом (№131-ФЗ) к вопросам местного значения поселения относится организация в границах поселения электро-, тепло-, газо- и водоснабжения населения, водоотведения, снабжения населения топливом. Для этого в соответствии с «Европейской хартией о местном самоуправлении» (ETS #122 от 15.10.1985 г.), ратифицированной Россией 11.04.1998 года, «финансовые

средства органов местного самоуправления должны быть соразмерны предоставленным им конституцией или законом полномочиям». Но, как мы понимаем, соразмерность может быть определена лишь при наличии стандартов обеспеченности вышеперечисленными благами и нормативов финансирования на душу населения. Иначе соразмерной может быть признана и нулевая финансовая обеспеченность. Программно-целевой метод финансирования для данной ситуации не подходит, поскольку относится к области предпринимательской деятельности государства с целью сохранения или расширения налогооблагаемой базы. Нормативный подход позволил бы существенно решить проблему платежеспособности потребителей энергии, а также перейти к вопросу, а уместно ли вообще финансирование некоторых (если не многих) муниципальных образований? Откровенная постановка такого вопроса отнюдь не цинична в условиях относительного избытка неэффективно используемых трудовых ресурсов во многих сельских районах на фоне общей отрицательной демографической динамики трудоспособного населения. Урбанизация – один из факторов смягчения демографического кризиса в России и повышения благосостояния населения. Стягивание населения от депрессивных поселений к городам и районным центрам, имеющим перспективу для инвестиций и создания более производительных рабочих мест, в наших условиях – позитивная тенденция. Потенциально необходимое увеличение внутренней миграции для восполнения дефицита рабочей силы потребует и быстрого наращивания объектов энергетики в точках роста.

Вопрос о прямых инвестициях и освоении этих инвестиций назрел и перезрел. Инвестиционные программы наших монополистов ТЭК, построенные на инвестиционных надбавках к тарифам, всей погоды не сделают. К тому же сами инвестиционные надбавки, полученные от населения как прибыль монополиста без конкуренции, становятся налогом на потребление, а значит должны распределяться и использоваться через бюджетный механизм, но не присваиваться частным собственником. Схема приобретения региональных газораспределительных сетей нашим газовым монополистом путем лизинга также весьма

экстравагантна, так как выкуп сетей осуществляется за средства, полученные от населения за газ, реализованный по тарифам, включающим соответствующую надбавку.

Использование для развития малой энергетики возможностей частно-государственного и частно-муниципального партнерства также сегодня не имеет под собой достаточного нормативно-правового фундамента. Более десяти лет шла работа над законом о концессионных соглашениях. В июле 2005 года он был принят. Но последняя третья глава закона называется всего лишь «Порядок заключения концессионного соглашения». И это для соглашений, которые могут длиться десятком и более лет. В итоге, пока законодательно так и неурегулированы многие вопросы концессии. По-прежнему остается неразработанной концессия, как объект административного права, а также публичность в осуществлении концессионных соглашений на оказание услуг в жилищно-коммунальной сфере. А из-за этого, в условиях разделения полномочий государственной власти и органов местного самоуправления, отношения, имеющие характер федерально-муниципальной концессии, регулируются иначе.

По опыту нашей работы мы сталкивались с уникальными по своей воровской смелости проектами псевдо-частно-муниципального партнерства. Но и на сегодня законодательство не закрывает лазейки для таких проектов и для предприятий, которые не имеют ни надежных гарантий выполнения своих обязательств, ни соответствующей культуры корпоративного управления при оказании услуг публичного характера, имеющих жизненную важность для всего населения.

В законодательстве о малой энергетике должны найти достойное место принципы участия государственных и негосударственных организаций в венчурном бизнесе. Грамотное использование в этой сфере профицитных бюджетных средств будет содействовать эффективному перераспределению активов из сверхприбыльных отраслей в кризисную отрасль энергообеспечения населения. При отсутствии покупателя венчурного бизнеса успех может принести передача в доверительное управление предприятия, как производственного комплекса, продажа его в лизинг или реализация в отношении объекта малой энергетики концессионного государственно-муниципального соглаше-

ния, а также договоры перформанс-контрактинга. В области планирования и прогнозирования социально-экономического развития особо рассмотреть обязательность перехода от индикативного прогнозирования к инновационному, что требует приоритета промышленной политики над социально-экономической.

Таким образом, для успешного нормативно-правового обеспечения развития малой энергетики следует уточнить концепцию базового закона, составить схему необходимых связанных с ним изменений в действующем законодательстве и нормативно-правовых актов исполнительной власти на федеральном уровне. Не дожидаясь завершения подготовки базового закона о малой энергетике, следует вносить предложения об изменении законов и нормативно-правовых актов (в том числе и региональных), препятствующих ее развитию. Также следует готовить рекомендации субъектам государственной власти на региональном уровне, органам местного самоуправления с целью

разъяснения законов, законопроектов и для распространения наилучшей практики.

Стоит обсудить создание рабочей организационной структуры при комитете Государственной Думы адекватной современному состоянию проблемы.

В статье не затронуты проблемы инновационного развития малой энергетики, законодательного решения проблемы строительства малых атомных станций. Но в концепции закона они не были забыты. Более того, особое внимание было уделено вопросу, связанному с противоречием между Гражданским Кодексом и Законом «Об использовании атомной энергии» в отношении прав собственности и оборота ядерных материалов, без чего невозможно решить проблему привлечения частного инвестора в строительство малых атомных теплоэлектростанций.

Проблемы малой энергетики для всех уровней власти являются отнюдь не малыми, особенно в тех уголках нашей большой страны, где малая энергетика является единственной.

ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Пейсахович В.Я., к.т.н., АО «Малая энергетика»

Генеральной целью деятельности акционерного общества «Малая энергетика», учрежденного в июле 1991 г., является создание и обеспечение функционирования надежной, современной, экономичной и экологически чистой энергетики, преимущественно в регионах с децентрализованным энергоснабжением.

Основными субъектами и потребителями этого рынка являются территориальные образования России, расположенные на Крайнем Севере и Дальнем Востоке Российской Федерации. Специалистами фирмы выполнен комплекс работ по изучению условий энергообеспечения населенных мест этих регионов. Основной целью этих работ является разработка рекомендаций по сокращению использования привозного органического топлива без снижения надежности и эффективности энергообеспечения населения этих территорий.

По нашему мнению, к малой энергетике следует относить энергоустановки не только мощностью до 30 МВт, но и большей мощнос-

ти, обслуживающие ограниченный изолированный энергорайон или/и являющиеся частной или акционерной собственностью. Но главным признаком отнесения установок к малой (или автономной или распределенной) энергетике — это независимость их от районных энергокомпаний — монополистов на рынке энергетики.

К установкам малой энергетики следовало бы относить также атомные станции с электрической мощностью энергоблоков до 150 МВт или тепловые мощностью до 500 МВт.

К зоне Севера и Востока России относится почти 2/3 площади России, здесь проживает около 11 млн. человек. Из них 181 тыс. человек составляют малочисленные народы Севера. На этой территории сосредоточено до 15% основных фондов Российской Федерации. Здесь добываются 75% нефти, 92% газа, 15% угля, 40% деловой древесины, 50% рыбы, производится 40% рыбных кон-

сервов. В 1990 году на северных территориях вырабатывалось около 14% электрической энергии РФ. За последние два года объем промышленного производства на Севере сократился больше, чем в среднем по России (в отдельных районах до 21 – 30% против 19% в целом по РФ). Указанные обстоятельства привели к появлению в этих регионах безработицы и существенному оттоку населения. Основными причинами этого являются сокращение государственных ассигнований, трудности в надежном топливно- и энергоснабжении населенных пунктов, которые наложились на традиционно суровые природные условия в большинстве районов.

Рассматриваемая территория с энергетической точки зрения не является однородной. Некоторые районы хорошо обеспечены топливно-энергетическими ресурсами: нефтью, газом, углем или гидроэнергией. Электроэнергетика в ряде районов: на Кольском полуострове, в Тюмени, Норильске, Приморском и Хабаровском краях и др., — хорошо развита, здесь образованы энергетические системы, часть которых присоединена к Единой энергетической системе России и Объединенной энергосистеме Востока.

На территории некоторых районов (Республика Саха, Магаданская область, Чукотка, Камчатка, Сахалин) образованы местные энергосистемы и энергоузлы, энергоснабжение которых осуществляется за счет достаточно крупных ГЭС, угольных и газовых ТЭС и сравнительно небольшой АЭС (Билибинская АТЭС на Чукотке).

На остальной территории этого огромного региона энергоснабжение небольших поселков и сельских населенных пунктов осуществляется, как правило, от очень мелких, изолированно работающих дизельных энергоустановок, топливо к которым доставляется по сложной многоступенной схеме с неоднократными перевалками. Стоимость органического топлива, и особенно его доставка в эти районы, в последние 2 – 3 года резко возросли, местных бюджетов часто не хватает для оплаты топливных расходов, что и является одной из главных причин снижения надежности энергоснабжения.

Указанные районы характеризуются крайне неравномерным распределением на их тер-

ритории топливно — энергетических ресурсов, в некоторых районах доля привозного топлива достигает 100 процентов. Практически все жидкое топливо ввозится из центральных районов страны.

В настоящее время в отдаленных районах Севера эксплуатируется более 12 тысяч дизельных электростанций мощностью от 100 кВт до 3,5 тыс. кВт. Как правило, такие электростанции работают с низким коэффициентом использования установленной мощности (0,11 – 0,16) и очень высокой себестоимостью вырабатываемой электроэнергии, а также требуют большого количества обслуживающего персонала.

Системы теплоснабжения этих регионов маломощные, с низким техническим уровнем и работают на привозном угле или жидком топливе. Преобладают котельные средней теплопроизводительностью 2 – 3 Гкал/час. Только в районах Азиатского Севера России действует около 5 тысяч таких котельных.

Этим районам присущи общие черты, повлиявшие на преимущественное формирование в этих зонах именно систем децентрализованного энергоснабжения. Это, в первую очередь, огромные расстояния и суровые климатические условия, неблагоприятные не только для проведения масштабных строительных — монтажных работ вообще, но и особенно пагубные для сооружения и эксплуатации электроэнергетических объектов (неустойчивость грунтов, критически высокие перепады температур в сезонном и суточном разрезе, сильные ветры, запредельные показатели гололедообразования).

Развитие малой энергетики в изолированных районах требует серьезного внимания и значительных средств, которые в условиях отсутствия государственных бюджетных капиталовложений нуждаются в привлечении финансов отечественных и зарубежных инвесторов.

Потребителям этой зоны в настоящее время особенно трудно разобраться в разнообразном рынке предложений энергетических технологий и оборудования, который, к тому же, находится в стадии бурного развития. Еще сложнее найти здесь свое место владельцам финансовых средств — потенциальным инвесторам.

С другой стороны, в указанных районах Севера и Востока, да как и во всей России —

широчайший рынок спроса. Ни ранее, ни сейчас он не был охвачен какими-либо едиными государственными энергетическими программами. Удовлетворение его потребностей носило беспорядочный, порой «аварийный» характер.

Рынок крайне неравномерно изучен, разделен массой ведомственных и географических границ. На нем сильнее, чем где-либо сказались развал государственной централизованной системы материально-технического снабжения. Надежность работы оборудования, снабжение топливом, поставка запчастей, положение с наличием квалифицированных кадров с каждым годом ухудшаются.

Для решения задач надежного энергообеспечения следует применять наиболее высокоэффективное оборудование и технологии.

В качестве автономных источников для выработки электроэнергии могут использоваться электростанции с двигателями внутреннего сгорания (при единичной мощности до 100 кВт), дизелями (при единичной мощности агрегата до 5 – 6 МВт), газотурбинными установками (при мощности агрегата до 100 МВт).

При значительных концентрациях электрических и тепловых нагрузок целесообразно использовать парогазовые установки с различными схемами включения газовых турбин. Практически в любом ряду мощности можно найти применение паротурбинным установкам (с использованием паротурбогенераторов различного типа и мощности). Паровые турбины для автономных электростанций выпускаются отечественной промышленностью в достаточно широком мощностном диапазоне от 500 кВт до 25 МВт и более на различные начальные параметры от 12 – 16 до 90 кг/см².

В связи с низкой стоимостью энергоносителя наиболее прогрессивными являются газотурбинные установки.

Из всех типов ГТУ самыми близкими к энергетическим установкам по предъявляемым техническим требованиям являются судовые ГТУ, поскольку они работают в сложных атмосферных условиях, с большим содержанием соли в воздухе, в режимах переменных, часто малых нагрузок, на достаточно низкосортных топливах. К судовым двигателям предъявляются высокие требования в части ресурса — ресурс до капи-

тального ремонта составляет не менее 30 000 часов, а общий ресурс — до 100 000 часов.

Например, действующая установка ГТГ-1250 ПО «Пролетарский завод», используемая для энергоснабжения кораблей ВМФ, установленной мощностью 1,25 МВт, практически без модернизации может быть использована в энергетике.

Одним из достоинств судовых газовых турбин является наличие встроенной ступени дожимного компрессора, обеспечивающего работу ГТУ на природном газе с давлением 0,6 МПа и выше, что исключает необходимость сооружения на площадке ТЭЦ или котельной специальной дожимной компрессорной.

В последние годы производители авиационных газовых турбин начали более активно сотрудничать с энергетиками, но до реальных практических результатов еще далеко.

Таким образом, для энергетических целей отечественной промышленностью освоена лишь ограниченная номенклатура ГТУ небольшой мощности (до 10 МВт), что вынуждает, при необходимости срочного ввода энергоустановок, обращаться к зарубежным поставщикам энергооборудования.

Значительный вклад в автономную энергетику должны внести также современные дизельные установки с утилизацией тепла.

Преимущество производства электроэнергии на газовых дизель – генераторах или газопоршневых двигателях перед газотурбинными агрегатами: более низкие первоначальные затраты на приобретение оборудования, больший моторесурс, меньший расход газа.

Газовый дизель – генератор представляет собой агрегат на базе серийного дизель – генератора, работающий на газе, в который для создания запального эффекта добавляется дизельное топливо в количестве 7 – 8% от объема потребляемого топлива.

Газопоршневые двигатели работают без применения дизельного топлива, что значительно упрощает их эксплуатацию, снижает эксплуатационные расходы, т.к. не требуется создание дополнительных емкостей под жидкое топливо. Газовые дизель-генераторы выпускаются в стационарном варианте, что требует строительства помещений и дополнительного оборудования.

Автоматизированные газопоршневые двигатели выпускаются в виде станций, мощно-

стной диапазон которых составляет от 100 до 5000 кВт и поставляются в двух вариантах: стационарном для установки в закрытом помещении и в КУНГах на колесном шасси или полозьях.

Основное их преимущество состоит в том, что они имеют радиаторное охлаждение, не требуют дополнительного оборудования для охлаждения: насосов, градирен, трубопроводов. Капитальные затраты на их установку (особенно для транспортабельного варианта) минимальны, так как не требуются геологические изыскания, строительство фундаментов, электрическое распределение, компрессоры, баллоны ВВД.

Для решения задач теплоснабжения могут быть использованы разнообразные типы котельных с котлами на различных видах топлива, а также с использованием электророкотлов.

Кроме стационарных котлов (паровых и водогрейных) различной производительности, промышленностью выпускаются (правда в ограниченной номенклатуре) также водогрейные и паровые блочно-комплектные котельные, что позволяет существенно сократить сроки сооружения теплоисточника и облегчить его эксплуатацию.

Одним из реальных энергоисточников, позволяющих вырабатывать тепло с использованием электроэнергии, но в отличие от электророкотельных сохраняющих высокие технико-экономические показатели, являются теплонасосные установки (ТНУ).

Основными условиями для эффективного использования тепловых насосов является:

наличие относительно дешевой электроэнергии;

наличие источника низкопотенциального сбросного тепла, например, потоков воды, охлаждающей агрегаты, в том числе конденсаторы паровых турбин, обратной сетевой воды в системах теплоснабжения, промышленных сточных вод, незамерзающих водоемов и т.п.

Максимальная эффективность достигается при использовании тепловых насосов как для горячего водоснабжения, так и для отопления, при их питании преимущественно за счет электроэнергии, вырабатываемой на гидроэлектростанциях или на АЭС.

Таким образом, техническая база для малой энергетики имеется в широком ассортименте.

Развитие малой региональной энергетики способно существенно сократить затраты на производство энергии, охрану окружающей среды и повысить надежность системы теплоснабжения в целом.

Установки малой энергетики с мощностью 1 – 25 МВт способны уже в настоящее время явиться резервом на важнейших стратегически важных объектах, оперативно преодолевать кризисные явления при возникновении аварийных чрезвычайных ситуаций.

Наиболее рациональным развитием энергорынка в сложившейся конъюнктуре представляется привлечение поставок зарубежного оборудования малой энергетики в сочетании с энергоустановками отечественных заводов.

Для эффективного развития общей энергетики с внедрением на местах оборудования альтернативной энергетики необходимо создание условий для всемерного развития альтернативной энергетики как базовой в удаленных хронически энергодефицитных регионах страны.

Таким образом, малая энергетика выполняет многие важные, в том числе, системные функции в электроэнергетике. Для стимулирования развития малой энергетики необходима соответствующая экономическая и правовая поддержка, связанная с созданием в определенной степени льготных условий для инвестирования в малые энергетические объекты, привлечение различных источников инвестиций и создание благоприятной налоговой и кредитной среды, поддерживаемой законодательством. При этом фактически стимулируются независимые производители электроэнергии, что создает дополнительные положительные факторы для реализации механизмов конкуренции в электроэнергетике.

Барьеры на пути развития малой энергетики

Решение общих проблем автономной энергетики требует координации вопросов образования и регулирования тарифов, взаимоотношений с другими естественными монополиями, регулирования надзорных органов и т.д. В Российской Федерации нет государственного органа, координирующего всю деятельность по автономной энергетике, относящуюся к уровню федерального Правительства.

Не определен государственный орган, ответственный за осуществление развития рынка автономной энергетики. Внедрение эффективных рыночных механизмов в отраслях естественных монополий возможно только при проявлении сильной политической воли к реформе, проводимой от имени Правительства, ответственность за которую оно должно принять на себя.

Отсутствует нормативно-правовая база функционирования автономной энергетики не только на федеральном уровне, но и на уровнях субъектов федерации и муниципальном. Действующие документы различных нормативных, подзаконных актов не удовлетворяют сегодняшним условиям рынка автономной энергетики.

Государством не сформулированы задачи своим представителям в органах управления энергетическими и топливными монополиями. Не существует требования обязательности публичной отчетности государства по результатам работы представителей, в том числе и по подотрасли автономная энергетика.

Нет государственной системы стимулирования для повышения энергоэффективности автономной энергетики:

отсутствует механизм кредитования сооружения объектов автономной энергетики под государственные гарантии, а также с возвратом за счет уменьшения выплат населению жилищных субсидий либо других бюджетных расходов;

нет практики привлечения под государственные программы энергоэффективности, в рамках которых создаются объекты автономной энергетики, средств из Сберегательного банка РФ и Пенсионного фонда;

нет экономического механизма финансирования мероприятий по снижению внутреннего потребления газа, реализуемого по низким регулируемым ценам, за счет энергосбережения на объектах автономной энергетики вместо финансирования работ по освоению новых месторождений;

государством не определены контролируемые критерии энергоэффективности и не устанавливаются (по примеру США) зада-

ния Правительству и региональным органам управления по качественному изменению их величины;

государством не отработаны типовые модели стимулирования энергоэффективности, включая высокоэффективные объекты автономной энергетики, на всех уровнях — от рабочего до чиновника государственного уровня;

меры, направленные на повышение энергоэффективности объектов автономной энергетики и улучшение экологических параметров, законодательно не взаимосвязаны;

отсутствует система экономической мотивации к применению более дорогого энергоэффективного оборудования при строительстве жилых зданий и промышленных объектов. Отсутствует понятие «платы за установку «неэнергоэффективного оборудования», в том числе на объектах автономной энергетики.

При разработке проектов энергоисточников на природном газе или другом квалифицированном виде топлива необходимо в обязательном порядке использовать схемы когенерации для всех типов энергоустановок (газовых и паровых турбин, поршневых машин и дизельгенераторных установок).

Не определена система контроля качества объектов автономной энергетики и эффективности использования бюджетных средств, расходуемых на цели повышения надежности энергоснабжения по объектам федеральной собственности.

В условиях недостатка природного газа для внутреннего потребления и при низкой внутренней цене на него, газ фактически превратился в мощный финансовый ресурс, распределение которого между регионами, муниципальными образованиями, потребителями, включая условия доступа к сети и установление лимитов, происходит не по рыночным принципам или приоритетам, определенным государством. Это особенно важно как для объектов автономной энергетики, так как большинство из них относится к квалифицированным потребителям природного газа.

РАЗВИТИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Лятхер В.М., д.т.н. (ООО «Новая энергетика»)

Энергия ветра и энергия воды, связанные непосредственно с солнечной радиацией и наличием земной атмосферы, являются наиболее древними источниками энергии, освоенными человеческим обществом. Если существовал Ноев Ковчег, то он, вероятно, двигался под парусами и веслами. Мельница, приводимая в движение силой ветра или потоком воды, молола зерно в Персии уже за 200 лет до Новой Эры. Еще раньше ветряные двигатели и водяные колеса применялись в Китае. В Европе ветряные двигатели появились в 8 веке н.э. Практическое освоение энергии ветра как источника электрической энергии началось только в конце 19 века — первый ветроэлектрический агрегат мощностью 12 кВт постоянного тока был построен Чарльзом Брушем в 1888 г. в р-не Кливленда (штат Огайо, США) и проработал без аварий почти 20 лет. Первый крупный ветроэлектрический агрегат мощностью 100 кВт переменного тока был построен в Крыму около Балаклавы в 1931 г. К 1936 г. в России был готов новый проект ветроагрегата уже на мощность 5000 кВт, который, однако, не был реализован, а само ветроэнергетическое направление в России было отнесено в раздел сельскохозяйственного производства, где оно и заглохло. Не многим лучше обстояло дело и в США, где после неудачи с проектом Путнам-Смит, по которому в 1941 г. был построен ветроагрегат мощностью 1250 кВт, разрушившийся 23 марта 1945 г, интерес к ветроэнергетике был утрачен почти на 40 лет.

До 1980 г. широкомасштабное использование энергии ветра сдерживалось рядом причин технико-экономического характера:

высокая степень зависимости от природного фактора;

отсутствие уверенности в совершенстве имеющихся технологий;

большие первоначальные капиталовложения;

низкий уровень мировых цен на органическое топливо;

сравнительно низкая возможная доля этих источников в балансе потребления энергетических ресурсов.

Развитию альтернативной энергетики, понимаемой многими, как некий дополнительный источник для малых, например, сельскохозяйственных потребителей, препятствовала также недостаточная покупательская способность населения и нехватка средств местных властей для инвестирования объектов.

Однако, с другой стороны, очевидные преимущества, такие как практическая неисчерпаемость источников, отсутствие затрат на топливо и ожидаемая экологическая безопасность, являются благоприятной базой для признания альтернативной энергетики и обещают инвесторам быструю окупаемость перспективных проектов. Эти доводы были услышаны администрирующими органами ряда стран в 1980 году, благодаря острому кризису в нефтяной отрасли и резкому росту цен на все органическое топливо. Во многих странах были приняты государственные программы развития исследований в области ветроэнергетики, а в США, Германии, Дании и Испании были приняты законы, обязывающие энергосистемы принимать энергию от ветряков в режиме естественного ветра и, кроме того, даны существенные материальные льготы владельцам ветроэлектростанций и производителям ветроагрегатов. В США, например, с 1982 года и до настоящего времени действует федеральная кредитная доплата (или налоговая скидка) 0,015 доллара за кВт·ч энергии, выработанной ветряком. Во многих штатах действуют серьезные налоговые льготы строителям и владельцам ветряков.

В итоге, например в США дело обстоит так, что ветроэнергетика с 1982 года развивается самыми быстрыми темпами — выработка ветровых электростанций увеличивается, в среднем, на 22,6% в год. Например, с июля 1998 по июнь 1999 г. в США было введено в эксплуатацию ветровых электростанций общей мощностью 1075 МВт, в том числе на новых станциях — 895 МВт, на реконструируемых — 180 МВт. Это потребовало капитальных вложений — около одного миллиарда долларов. Тот год не был рекордным — макси-

мальное приращение мощностей имело место в 2001 г. — 1695 МВт. Такое бурное развитие системной, крупномасштабной ветроэнергетики имеет четкую экономическую базу — себестоимость энергии на ветровых станциях в районах с умеренным ветром составляет сейчас в США от 3 до 6 центов за кВт·ч, что почти не отличается от себестоимости энергии на газовых станциях (3,9 – 4,4 цента/кВт·ч), немного ниже, чем на угольных станциях (4,8 – 5,5 цента/кВт·ч) и существенно ниже, чем на всех других типах современных электростанций. В ближайшие 5 – 10 лет по прогнозам Американской Ветроэнергетической Ассоциации (AWEA) себестоимость энергии на ветроэлектростанциях снизится до 2,5 центов/кВт·ч.

Новые ветроэнергетические сооружения мощностью около 6500 МВт были установлены в различных странах мира в 2001 г., составляя годовой объем продаж примерно 7 млрд. долл. Это самый большой международный прирост ветроэнергетических сооружений, значительно превышающий результат 2000 г. (3800 МВт) и 1999 г. (3900 МВт). В конце 2001 г. мировые мощности ветроэнергетических сооружений составляли примерно 24000 МВт (рис. 1)*.

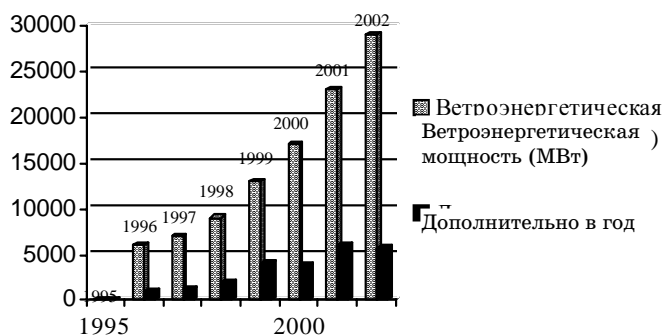


Рис. 1

Одна только Германия установила международный и национальный рекорд, введя в течение года новые ветроэнергетические мощности, превышающие 2600 МВт. К концу 2003 г. установленные мощности ветровых электростанций в Германии превысили 12000 МВт, а к 2020 г. выработка энергии на ветряках должна покрывать до 20 – 30% от суммарной потребности страны в энергии. Опыт Германии, Дании и Испании на-

глядно показывает, что ветроэнергетика может надежно обеспечивать от 10% до 25% (и более) энергоснабжения отдельно взятой области или страны.

В США 2001 г. был годом прорыва для ветроэнергетики, прежние национальные рекорды были оставлены далеко позади, были введены новые мощности почти в 1700 МВт со стоимостью 1,7 млрд. долл. Новые установки, введенные в США в 2001 году, составляют почти треть мировых ветроэнергетических мощностей (рис. 2).

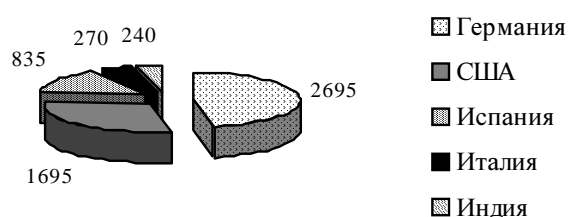


Рис. 2. Прирост энергомощностей в 2001 г. (в МВт)

70% мировой ветроэнергетики сейчас приходится на Европу. Европейские страны в 2001 г. обеспечивали 2/3 прироста (рис. 3).

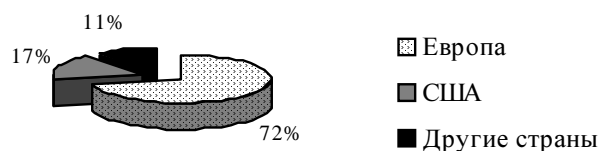


Рис. 3. Совокупные мощности в конце 2001 г.

На мировом рынке ветроэнергетики продолжает господствовать «большая пятерка» стран, каждая из которых обладает мощностями свыше 1000 МВт: Германия, США, Испания, Дания и Индия (табл. 1). Однако, число стран, имеющих ветроэнергетические мощности несколько сотен МВт, все возрастает, и, возможно, что в течение нескольких следующих лет — если многие предложенные проекты разовьются — Бразилия и Великобритания достигнут 1000-мегаваттной отметки ветроэнергетических мощностей.

Факты по странам

Германия. По сообщению German Bundesverband Windenergie (BWE) (<http://www.wind-energie.de/informationen/informationen.htm>), в 2001 году Германия

* Цифры основаны на оценках, сделанных в конце 2002 г., полученных от Ассоциации ветроэнергетики и возобновляемых ресурсов, а также из других источников.

Таблица 1
**Главные рынки ветроэнергетики
 (по введенным мощностям, МВт)**

Главные рынки ветроэнергетики (по введенным мощностям, МВт)	2000 г.	Конец 2000 г.	2001 г. *	Конец 2001 г.*
	Прирост	Общий итог	Прирост	Общий итог
Германия	1669	6113	2659	8750
США	53	2566	1695	4261
Испания	713	2502	835	3337
Дания	552	2300	117	2417
Индия	90	1167	240	1407

* Эти цифры основаны на сделанных в 2002 г. оценках, которые получены от национальных Ассоциаций ветроэнергетики и возобновляемых ресурсов и других источников. Прирост включает только проекты, которые были сооружены и начали действовать в течении календарного года.

установила рекорд, составляющий 2659 МВт. Эта страна сохраняет свое мировое лидерство в ветроэнергетике, имея 11500 ветротурбин, общей мощностью 8750 МВт. В ветроэнергетике занято 35 тысяч человек. Сейчас Германия получает чуть меньше 3,5% общего объема электроэнергии с помощью энергии ветра. Наибольшее число ветроэнергетических мощностей находится на территории северной земли Нижняя Саксония, в конце года там действовали установки мощностью 2426 МВт. Земля Шлезвиг-Гольштейн (1555 МВт) остается лидирующим районом с точки зрения пропорции электроэнергии, вырабатываемой с помощью ветроэнергетики (28%), за ней следуют Мекленбург-Передняя Померания (21%), Саксония-Анхальт (11%), Северная Саксония (10%) и Бранденбург (9%).

Среди новых ветропарков, введенных в Германии, ветропарк «Sintfeld» общей мощностью 105 МВт около Падерборна занимает первое место как самое большое наземное сооружение. Он состоит из шестидесяти пяти турбин мощностью 1,6 МВт и, как ожидается, будет производить электроэнергию для 70 тысяч типичных европейских домов. Германия также предпринимает шаги, к использованию своего морского ветроэнергетического потенциала. Производитель турбин Nordex окончательно оформил соглашение с Winkra-Energie GmbH на поставку семидесяти турбин мощностью 5 МВт для морского объекта «Nordliche Pommersche Bucht» мощ-

ностью 350 МВт, который будет располагаться к востоку от о-ва Руджен. Разработчики рассчитывают завершить первую фазу строительства к 2006 г. Планируются еще два аналогичных по размерам этапа, в результате чего мощность всего проекта достигнет почти 1000 МВт, с производительностью 3,6 млрд. кВт·ч электроэнергии ежегодно. Общие капиталовложения составят примерно 1,53 млрд. евро (1,39 млрд. долларов — 1390 долл. за кВт, включая все затраты). Диаметр ротора каждой турбины будет равен почти 115 м. Nordex планирует создать опытный образец уже в 2003 году, затем в течение двух с половиной лет проводить интенсивное испытание турбины, готовя ее к поставке в 2005 г. Разработчики планируют разместить турбины на глубине 12 – 20 метров примерно в 42 километрах от берега.

Испания. Обладая ветроэнергетическими мощностями в 3337 МВт, Испания занимает второе место в Европе после Германии по числу введенных мощностей. По сообщению Ассоциации производителей возобновляемой энергии (АРРА) Испании, в 2001 г. она ввела 835 МВт ветроэнергетических мощностей, т.е. произошел 33% прирост. В Испании поставлена цель к 2010 г. получать 12% электроэнергии от возобновляемых источников. В то время как доля ветроэнергетики быстро растет, ее развитие начинает вступать в борьбу с «узкими местами» энергопередачи и правилами подсоединения к сетям.

Дания. Общая цифра новых ветроустановок, введенных в Дании в 2001 г., составляла в 117 МВт. Дания является страной с наибольшей долей электроэнергии, выработанной с использованием энергии ветра — более 15%. В 2002 г. 27% потребленной электроэнергии обеспечили возобновляемые источники, что значительно превысило цели этой страны, составлявшие 20% в 2003 г.

Долгое время являвшаяся лидером в этой сфере, Дания сейчас сталкивается с вызовом, брошенным ее ветроэнергетике новым консервативным правительством. Недавно избранное руководство объявило, что оно сократит программы развития возобновляемых источников энергии, включая программы по ветроэнергетике. Эта сторона национального бюджета была обнародована в январе 2002 г. Со-

кращение положит конец 20-летнему финансированию для международной стандартизации, сертификации и выбора оптимальных типов ветротурбин. Дальнейшие объявленные шаги включают в себя завершение правительственной поддержки расположенных вдали от берега ветроустановок и сокращение поощрения за охрану окружающей среды для энергии, вырабатываемой существующими ветротурбинами. Этот поворот правительственной политики может нанести урон датской ветроэнергоиндустрии, в частности, ставя под сомнение ее лидерство в сфере базовых исследований и производства сравнительно дешевых крупных ветроагрегатов, заполнивших мировой рынок.

Великобритания. Прирост ветроэнергетических мощностей в Великобритании в 2001 г. составил 64,6 МВт. По данным британской Ассоциации ветроэнергетики (BWEA) общие ветроэнергетические мощности Великобритании сейчас составляют 473,6 МВт, вырабатывая 1,24 млрд. кВт·ч ежегодно, что удовлетворяет 0,37% потребности в электроэнергии этой страны.

В Великобритании, стране с наибольшим потенциалом энергии ветра в Европе, инвестиции в ветроэнергетику, видимо, находятся на подъеме. В 2002 г. введено около 200 МВт, что является рекордом для ветроэнергоиндустрии Великобритании.

Более крупные предложения намечены на более длительные сроки. Crown Estate, владелец морского дна в территориальных водах Великобритании, в сентябре 2001 г. одобрил размещение 13 морских ветроустановок. Ожидается, что общая мощность этих 13 парков ветроустановок будет составлять от 1000 до 1500 МВт. Инженерная фирма АМЕС и предприятие атомной энергии British Energy в декабре 2001 г. раскрыли намерение о строительстве ветропарка, который может стать крупнейшим в мире. Это проект на острове Льюис, входящем в состав Гебридских островов. По сообщению лондонской Times, этот проект, если он получит разрешение, в итоге будет иметь общую мощность порядка 2000 МВт.

Британское коммунальное предприятие Powergen объявило, что оно рассчитывает на строительство ветропарка, который может иметь мощность порядка 500 МВт, в устье Тем-

зы вблизи Лондона. Powergen подготавливает проектные предложения в диапазоне от 400 до 800 МВт, готовясь к тому, что решение о договорах об аренде будет вынесено в ближайшее время. Возможно, что оно уже принято.

Британское правительство потребовало, чтобы в 2002 г. поставщики электроэнергии приобрели, по крайней мере, 3% энергии, полученной с помощью возобновляемых источников. К 2010 г. эта цифра должна составлять 10%. Планируется, что морские ветроэнергетические сооружения будут поставлять, по крайней мере, 20% от требуемой выработки возобновляемой энергии.

Ирландия. По сообщению ирландской Ассоциации ветроэнергетики, в 2001 г. было сооружено два ветропарка: проект мощностью 3,40 МВт в Блэкбенксе, графство Литрим, и проект мощностью 3 МВт в Корнине, графство Каван. К концу 2001 года общая мощность ветроэнергетических сооружений в Ирландской Республике составляла 124,72 МВт, а в Северной Ирландии — 40,94 МВт.

На 2002 г. намечено гораздо больше. В январе 2002 г. Ирландское правительство одобрило предложение Electricity о строительстве в море к юго-востоку от Дублина ветроэнергосооружений, которые будут иметь итоговую мощность 520 МВт. Ожидается, что весь проект будет стоить 630 млн. евро (555 млн. долларов — примерно 1050 долл. за кВт, включая все затраты). Сооружение первого блока проекта мощностью 60 МВт возможно уже завершено. График последующих фаз проекта определяется.

Нидерланды. В 2001 г. было введено 63 новых ветротурбины общей мощностью 42,25 МВт. На долю Neg Micon и Vestas приходится 88% этих мощностей. Общая мощность сейчас составляет 483 МВт, ежегодно ветроэнергетика производит 988 млн. кВт·ч электроэнергии, обеспечивая 0,91% национальной потребности.

Средний годовой прирост с 1994 г. равнялся 44,4 МВт. Это меньше половины официальной задачи, поставленной министерством экономики (100 МВт в год, приводя к 1500 МВт к 2010 г.). Ожидается, что в последующие годы скорость введения новых мощностей увеличится. Дополнительную статистику по ветроэнергетике в Нидерландах можно найти на сайте <http://home.wxs.nl/~windsh/statsnl.html/>

Полный список введенных мощностей в странах ЕС и других европейских странах можно найти на сайте Европейской Ассоциации Ветроэнергетики (EWEA) <http://www.ewe.org/doc/European%20Wind%20Energy%202001%20stats.pdf>

Соединенные Штаты. В 2001 г. ветроэнергоустановки общей мощностью 1695 МВт были введены в 16 штатах США. Этот год побил все предыдущие рекорды. На западе США были введены в действие крупнейшие проекты в мире (на время их сооружения): 278-мегаттный ветропарк King Mountain в западном Техасе и Stateline проект, общей мощностью 261 МВт, на границе штатов Вашингтон и Орегон. В 2002 г. Stateline проект был расширен и доведен до мощности 300 МВт. Кроме этого, четыре других ветропарка мощностью более 100 МВт каждый были сооружены в Техасе и Канзасе. Учитывая предложенные новые проекты мощностью более 3000 МВт, рынок ветроэнергетики США, по-видимому, интенсивно развивается.

Ветропарки в США вырабатывают сейчас почти 10 млрд. кВт·ч электроэнергии ежегодно, этого достаточно для снабжения одного миллиона средних американских семей. Энергия, выработанная при использовании энергии ветра, предотвращает выброс 7,5 млн. тонн углекислого газа (основного виновника парникового эффекта, вызывающего глобальное потепление), который произошел бы при выработке того же количества электроэнергии путем сжигания различного топлива. Чтобы поглотить такое количество углекислого газа, понадобился бы лесной массив площадью 400 квадратных миль, что превышает совокупную площадь штатов Род-Айленд и Делавэр.

Однако, нового рекорда в 2002 г. не последовало — всего было введено 410 МВт. Это связано с истечением (31 декабря 2001 г.) срока федеральной налоговой льготы для ветроэнергетики. Налоговая льгота в размере 1,7 цента за кВт·ч не была продлена в нужное время Конгрессом из-за решения ряда других экономических проблем. После задержки в два с небольшим месяца, 8 марта 2002 г. Конгресс, наконец, принял закон об экономическом стимулировании, включающий продление федеральной налоговой льготы на два года, что по понятным причинам, не слишком вдохновило инвесторов.

Канада. По сообщению канадской Ассоциации ветроэнергетики (CanWEA) в конце 2001 г. в Канаде действовали ветроэнергетические установки мощностью 198 МВт.

В число новых проектов, открытых в 2001 г., входит крупнейшая в Северной Америке коммерческая ветротурбина — 1,8-мегаттная установка Vestas на атомной электростанции Pickering — построенная Ontario Power Generation (OPG). Новые ветропарки включают в себя 24,42-мегаттное расширение ветропарка Pincher Creek в провинции Альберта, 3,96-мегаттный ветропарк Gull Lake и 5,28-мегаттный проект North Cape.

Предложенная федеральная налоговая льгота для ветроэнергетики, аналогичная той, которая действует в США, была включена в национальный бюджет Канады в декабре 2001 г. Канадская Ассоциация ветроэнергетики побуждала федеральное правительство и правительства провинций осуществить этот шаг и ряд других шагов, чтобы лучше использовать огромный потенциал энергии ветра страны. Канадская Ассоциация ветроэнергетики объявила инициативу «10 x 10», — «Ветроэнергетические перспективы» для Канады, которая включает рекомендации по достижению Канадой 10000-мегаттного ветроэнергетического потенциала к 2010 г.

Бразилия. Штат Сеара, расположенный на северо-востоке Бразилии, выпустил Атлас Ветроэнергетики, в котором приводится оценка, что этот штат имеет ветроэнергетический потенциал 25000 МВт для районов, где средние скорости ветра превышают 7 м/с. Сейчас Сеара имеет всего только 15 МВт на ветроагрегатах.

По мнению некоторых ветроэнергетических компаний, интересующихся бразильским рынком, таких как Asea Brown Boveri (ABB), потенциал энергии ветра этой страны выглядит гораздо лучше, чем потенциал энергии ветра Европы. Районы с сильными стабильными морскими ветрами близки к населенным центрам, а сезон ветров дополняет сезон дождей, так что энергия ветра может хорошо работать совместно с гидроэлектрическими ресурсами страны.

Бразилия находится на пике прорыва в развитии ветроэнергетики. Недавно было одобрено около 20 проектов общей мощностью свыше 1000 МВт, включая несколько проектов в штате Сеара, а еще больше проектов ожидают

своего утверждения. Если эти проекты действительно будут продвигаться, как предлагается, в течение нескольких следующих лет, они могут ввести Бразилию в число лидеров в Северной и Южной Америке.

Индия. По сообщению индийской Ассоциации производителей ветротурбин, 2001 г. был лучшим годом для ветроэнергетики в Индии после 1995 г. Общая мощность ветроэнергосооружений в этой стране сейчас составляет примерно 1500 МВт после добавления в 2001 г. 240-мегаваттного проекта в штате Махараштра.

Suzlon Energy Limited, крупнейшая полностью интегрированная ветроэнергетическая компания в Индии и производитель оборудования для 240-мегаваттного проекта в штате Махараштра, в 2001 г. открыла свой первый офис в США, в г. Хьюстон, Техас. Компания Suzlon заинтересована в продаже ветротурбин и развитии ветроэнергетических проектов в Северной Америке. Имея центр в Индии и центры развития технологии в Нидерландах и Германии, компания Suzlon менее чем за 10 лет установила более 600 ветротурбин. С точки зрения установленных произведенных мощностей это крупнейшая ветроэнергетическая компания в Азии и девятая по величине в мире.

Япония. В Японии имеется несколько крупнейших автомобильных фирм, которые попутно выпускают ветроагрегаты среднего размера — мощностью до 1000 кВт. Сведений о масштабах производства и строительства на настоящий момент у автора нет. Аналогичная ситуация в Южной Корее. Китайские специалисты, а так же специалисты из Вьетнама и Непала обращались к автору за консультациями. Судя по устным сообщениям, в этих странах в ближайшее время может быть резкое усиление интереса к ветроэнергетике.

Марокко. В 2001 г. в Марракеше, Марокко состоялось совещание международной Конференции участников (COP-7) по конвенции об изменении климата. На совещании обсуждалось выполнение Киотского протокола в отношении этой конвенции, и Европейская Ассоциация ветроэнергетики воспользовалась возможностью отметить, что Марокко является одним из лидеров в использовании энергии ветра среди развивающихся стран. В этой стране введены ветроэнергетические про-

екты мощностью от нескольких кВт до 50 МВт. Эти проекты удовлетворяют потребности потребителей как в регионах без возможности подключения к национальной сети электропередач, так и в регионах, где возможно такое подключение. По словам Европейской Ассоциации ветроэнергетики, ветроэнергетические проекты, подобные тем, что введены в Марокко «демонстрируют значительные выгоды от хорошо продуманных механизмов Киотского протокола».

Рассмотрим более подробно ситуацию с ветроэнергетикой в США.

К концу 2001 г. будущее казалось ярким, американская электропромышленность проявляла огромный и растущий интерес к ветроэнергетике. Но ветроэнергетика на время была выбита из колеи очередным креном американской правительственной политики, так как из-за задержки, возникшей в Конгрессе, федеральная налоговая льгота для ветроэнергетики должна была истечь в конце декабря 2001 г.. Ситуация на 2002 – 2003 гг. улучшилась, когда в марте 2002 г., после нескольких месяцев неопределенности, сроки федеральной налоговой льготы были продлены до 31 декабря 2003 г. Однако в промежуточный период издержки циклов взлетов и падений, вызванных истечением срока налоговой льготы, драматично вышли на передний план, так как предложенные проекты стоимостью около 3 миллиардов долларов были отложены. Рекорд 2001 г., когда были введены новые мощности почти в 1700 МВт стоимостью 1,7 млрд. долл., более чем в два раза превосходит предыдущий рекорд 1999 г., когда были введены установки мощностью 732 МВт. Спад в 2002 г. до 410 МВт вынудил многие штаты обратиться к внутренним источникам поддержки отрасли. Общие введенные в США мощности на конец 2002 г. составляют 4671 МВт; в 26 штатах есть ветроустановки коммунального масштаба. К числу новых сооружений относятся два крупнейших в мире ветропарка, ветропарк King Mountain в Техасе мощностью 278 МВт и ветропарк Stateline мощностью 261 МВт на границе штатов Орегон и Вашингтон, и несколько других ветроэнергетических установок мощностью более 100 МВт. Серьезный успех сооружения ветроэнергетических установок в Техасе в 2001 г. явился результатом

удачного сочетания инвестиционного стандарта возобновляемых ресурсов этого штата и налоговой льготы для ветроэнергетики. Инвестиционный стандарт возобновляемых ресурсов в Техасе был принят в 1999 г., после того как опрос, проведенный коммунальными службами, выявил широкую поддержку использования возобновляемой энергии на всей территории штата со стороны всех типов потребителей (включая коммерческих и промышленных потребителей). Этот стандарт потребовал, чтобы коммунальные службы штата до 1 января 2003 г. приобрели новые установки возобновляемой энергии мощностью 400 МВт. В действительности ветроустановки мощностью 915 МВт были введены в строй годом раньше, что более чем вдвое превысило требования стандарта. Заявки на поставку нового оборудования для возобновляемой энергии оказались конкурентоспособными в отношении цены с другими ресурсами, и последовало добровольное согласие на сверхплановую продукцию.

В марте 2002 г. федеральная налоговая льгота для ветроэнергетики — важный фактор в финансировании новых ветроэнергетических установок — была продлена на два года, до 31 декабря 2003 г. Это действие Конгресса и президента Буша вернуло ветроэнергетику на прежний курс, чтобы в течение следующего года она могла значительно увеличить ветроэнергетические мощности в США. Сохранение этого важного фактора, усиленно пропагандируемого в США, требует сильной и последовательной политики поддержки. При такой поддержке ветроэнергетика в США к 2020 г. может производить около шести процентов электроэнергии, необходимой всей стране. Понятно, что такая поддержка не является бесплатной. Фактически налогоплательщиков (без их согласия) вынуждают нести дополнительное бремя. Заинтересованные лица стараются не афишировать теневые стороны такой поддержки, так же как и ряда других неблагоприятных особенностей ветроэнергетики в традиционных формах.

По мере распространения ветроэнергетики она все чаще сталкивается с проблемой получения доступа к системе передачи электроэнергии, произведенной путем использования энергии ветра, по умеренной цене, чтобы она могла

с выгодой продаваться на оптовом рынке электроэнергии. Дополнительные сетевые затраты на передачу пульсирующей мощности от ветроагрегатов и ветропарков иногда не учитываются, хотя они могут быть значительными.

В прошлом большинство ветроэнергетических сооружений напрямую продавало свою продукцию местным коммунальным службам. Но для реструктурирования «несвязанности» вертикально-интегрированная монополия индустрия коммунальной ветроэнергетики требует от коммунальных служб сделать их сети доступными для всех производителей энергии по структуре оплаты или тарифам «свободного доступа», который предполагает, что производители электроэнергии будут заранее точно составлять график использования сетей и контролировать свою выработку, чтобы она соответствовала этому графику.

Эти тарифы свободного доступа налагают штрафы от 2,5 до 3,5 центов за кВт·ч на производителей электроэнергии, полученной путем использования энергии ветра, за пользование сетями в дополнение к обычной оплате за доступ к сетям. Эти штрафы могут удваивать оптовую цену электроэнергии, полученную от ветроэнергетики. Они взыскиваются из-за изменчивого характера ветра и того факта, что ветроэлектростанция не может гарантировать поставку определенного количества электроэнергии в данное намеченное время и день. Штрафы не основаны на реальных затратах, вызванных неосуществлением поставки электроэнергии, это карательные штрафы для подкрепления «хорошего поведения» крупных производителей, которые могут точно контролировать выработку электроэнергии.

Поскольку контроль за системой передачи электроэнергии между штатами переходит в ведение «Операторов Независимой Системы», а Федеральная Энергетическая Регулирующая Комиссия работает над модернизацией прежней версии нормативного тарифа, влияние этих штрафов подвергается переоценке. Операторы Независимой Системы Нью-Йорка и Техаса имеют особые правила для «непостоянно доступных» ресурсов, типа энергии ветра, освобождающие их от этих штрафов. Операторы Независимой Системы Средне-Атлантических штатов имеют свою, свободную от штрафов систему рынка, которая может

согласовывать непостоянную выработку ветроэлектростанций, не прибегая к штрафам. Недавно также было достигнуто соглашение, уменьшающее штрафы для ветроэлектростанций в Калифорнии. Однако, штрафы все еще представляют проблему в важных и изобилующих ветрами регионах, таких как Тихоокеанский, Северо-Запад и Средний Запад. На Северо-Западе, например, Bonneville Power Administration (BPA) заявила, что они надеются добавить к своей системе ветроэнергетические установки мощностью 830 МВт, но развитие этих проектов (стоимостью 800 милл. долл.) сдерживается вопросом штрафов.

Еще одной проблемой данной индустрии является хаос на рынке электроэнергетики в Калифорнии (во время электроэнергетического кризиса) и неспособность государственных органов Калифорнии подписать контракты с разработчиками ветроэнергетических установок на поставку новых мощностей. То, что сперва казалось потенциальным «золотым дном» для ветроэнергетики с большими ресурсами в Калифорнии и соседних штатах, быстро превратилось в «дорожное заграждение», когда цены на электричество взмыли вверх, а государственные органы начали торопливо подписывать дорогостоящие долгосрочные контракты на использование природного газа, отказываясь при этом покупать электроэнергию у более дешевых, но «неустойчивых» производителей, типа ветроэлектростанций.

Энергетическая Комиссия Калифорнии некоторое время следовала курсу приглашения и материального поощрения проектов возобновляемой энергии (включая ветроэнергетику), используя фонды оплаты коммунальных услуг. Но из-за финансовых проблем коммунальных служб Калифорнии и задержки новых поставок, возникших в то время, когда Калифорния реализовывала долгосрочные контракты, закупленные на пике кризиса, преобладающее большинство предложенных ветроэнергетических проектов — общей мощностью более 1500 МВт — так и не были осуществлены, и нет никаких признаков, что это произойдет. Лишь немногие ветроэнергетические проекты удается продвигать в этом штате.

Интерес потребителей к малым ветроэнергосистемам возрос, в связи с беспокойством о

высоких тарифах и уменьшении освещения улиц и витрин во время энергетического кризиса в Калифорнии в начале 2001 г., и привел к значительным продажам, даже когда кризис позже ослаб. Рынок малых ветроэнергосистем, т.е. турбин мощностью менее 100 кВт, тоже расширяется, однако, в значительной мере в результате действия не рыночных, а политических механизмов — специальных решений, принимаемых во все большем числе штатов. Калифорния и Иллинойс проводят устоявшуюся программу скидок, которая помогает снизить высокую авансовую стоимость ветроэнергосистем. Нью-Йорк, Нью-Джерси, Делавэр Висконсин и Род-Айленд тоже последовали этому примеру. В Калифорнии индустрия малых ветроэнергосистем также приветствуется законом, введенным в 2001 г. и освобождающим от местных постановлений, чрезмерно ограничивающих высоту башен и сооружений. Политика снятия чистых показаний, т.е. политика, разрешающая владельцу малой ветроэнергостанции или другой системы возобновляемой энергии прокрутить свой электросчетчик назад, если система вырабатывает больше энергии, чем потребляется, была принята более чем в 30 штатах. Такая политика, наряду с упрощенными, стандартизированными правилами подключения к энергосети, сокращает расходы и время, которые могут быть затрачены потребителями, устанавливающими малую гидро-, ветро- или фотоэлектрическую систему для своего дома или своей фирмы.

Перспективы общенационального стимулирования малых ветроэнергосистем значительно улучшились с внесением конгрессменом Ваттсом Д.С. (Оклахома) законопроекта (Палата представителей, 2322) о предоставлении федеральной 30% инвестиционной налоговой льготы на агрегат. Парный законопроект (Сенат 1810) был внесен сенатором Ричардом Дурбин (Иллинойс). По словам Ваттса, текущая стоимость малых ветротурбин тормозит их продажу, а налог, стимулирующий снижение авансовой стоимости агрегатов, увеличит продажи, поможет производителям увеличить выпуск продукции и таким образом дополнительно снизить цены. Понятно, что такие акты не могут быть постоянно действующими, а их отмена может инициировать кризис в ветроэнергетике.

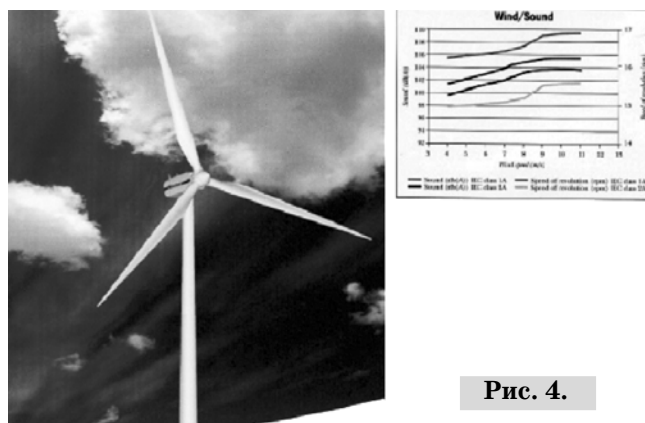
В 2002 году произошло несколько сделок, свидетельствующих о том, что крупные энергетические корпорации все больше интересуются ветроэнергетикой. Shell WindEnergy, подразделение англо-голландского нефтяного гиганта, сейчас владеет двумя ветропарками в США. Energy, крупное американское коммунальное предприятие, недавно купило контрольный пакет акций 80-мегаваттной ветроэлектростанции в Айове, тогда как TXU, коммунальное предприятие, базирующееся в Техасе и уже являющееся одним из крупнейших покупателей электроэнергии, выработанной с помощью ветроэнергетики, приобрело имущественные права в двух новых ветроэнергетических проектах в Испании. American Electric Power, крупное коммунальное предприятие, разработало ветропарк мощностью 150 мВт и еще один приобрело. Оба расположены в Техасе. PacifiCorp Power Marketing, дочерняя компания PacifiCorp, приобретает и сбывает электроэнергию трех ветроэлектростанций на Западе, включая 261-мегаваттный Stateline проект, и заявляет о своих планах добавить значительные ветроэнергетические мощности к своему пакету ценных бумаг в течение нескольких следующих лет.

Ветроэнергетическая программа федерального министерства энергетики США и растущее число проектов на Великих Равнинах вызывают у фермеров и прочих сельских землевладельцев все больший интерес к ветроэнергетике. А это, в свою очередь, ведет к росту политической поддержки ветроэнергетики на Среднем Западе и Западе.

Штаты Нью-Йорк, Висконсин, Мичиган и Пенсильвания используют государственные закупки возобновляемой электроэнергии как средство стимулирования и поддержки источников чистой энергии. Губернатор Нью-Йорка Джордж Патаки дал распоряжение государственным органам, о том чтобы закупка чистой энергии к 2010 г. достигала 20%, тогда как в Пенсильвании государственная закупка чистой энергии уже сейчас составляет 5% от общего объема. В Нью-Йорке объявлен конкурс на строительство ветропарка мощностью 100 – 140 МВт в прибрежной зоне (на воде) в районе Лонг Исланд. Все исходные данные опубликованы. Подобный конкурс на 100 МВт станцию недавно был проведен в Висконсине.

Баланс 2002 года в США оказался относительно скромным, но тенденция, которая была столь очевидна в 2001 г., сейчас восстановлена продлением налоговой льготы. Если будет принята долгосрочная налоговая льгота и будут предприняты другие благоприятные шаги на федеральном уровне и уровне штатов, перспективы рынка ветроэнергетики США после 2003 г. будут обнадеживающими.

Нужно отметить, что и реальные результаты, и прогностические оценки относятся почти исключительно к ветроэлектростанциям с быстроходными ветроагрегатами, имеющими традиционную компоновку, — горизонтальную ось вращения и трехлопастной ротор на высокой башне (HAWT — по американской терминологии). На начало 21 века четыре крупнейшие мировые компании освоили производство и коммерческий выпуск таких ветроагрегатов большой мощности. Это фирма Vestas (рис.4) — диаметр ротора 80 м, высота стальной башни 60, 67, 78, 100 м, мощность 1,8 МВт при ветре 15 м/с (начало выдачи мощности при 4 м/с), масса ротора 34 т, гондолы (без ротора) — 61 т, общая масса над фундаментом для указанных высот башни — 205, 225, 265 и 315 т. Таким образом, удельный расход материалов составляет от 102 до 158 кг/кВт. Примерно такие же показатели имеют и крупнейшие машины фирмы NEG Micon — диаметр ротора 60 м, мощность 2 МВт. Для районов с относительно слабым ветром хороши безредукторные агрегаты системы Enercon — диаметр ротора 70 м высота башни 65, 86 м, мощность 1,8 МВт при ветре 12 м/с (начало выдачи мощности при 2,5 м/с). Наиболее крупные машины предлагает



Nordex — диаметр проектируемого ротора 115 м, высота башни 85 м, мощность 5 МВт. Как видим, почти за 70 лет развития ветроэнергетики максимальная мощность единичного ветроагрегата с традиционной компоновкой не увеличилась. По оценкам компании Боинг длина консольных лопастей из современных материалов не может превысить 60 м., и, соответственно, эффективная максимальная мощность ветроагрегата с традиционной компоновкой не может быть больше 7,3 МВт. Все строящиеся крупные машины, ориентированные на работу в мощной электрической сети, имеют сходную компоновку. Главные общие черты — использование трехлопастных роторов с частотой вращения до 30 об/мин и поворачиваемыми лопастями, применение планетарных мультипликаторов, использование двух разных асинхронных генераторов в некоторых схемах с электронным регулированием частоты вращения. Оптимальное управление разворотом лопастей увеличивает выработку энергии на 15%, а в сочетании с оптимизацией частоты вращения выработка при слабых ветрах может быть увеличена примерно на 80%.

В зависимости от средней скорости ветра средняя мощность ветроагрегата с фиксированными (оптимизированными) лопастями и двумя генераторами с разными номинальными скоростями вращения составляет от 17 до 65% от номинальной мощности агрегата, выдаваемой при ветре скоростью 11 — 12 м/с (табл. 2).

Таблица 2

Средняя скорость ветра, м/с			
5	6	7	8
Средняя мощность, %			
17-19	28-31; 37-41	48-53	54-65

Самые крупные ветроагрегаты с традиционной компоновкой, построенные в России, в Калмыкии (НПО Радуга, Тушинский Машиностроительный Завод), имеют мощность 1000 кВт при скорости ветра около 13 м/с — диаметр ротора 48 м, частота вращения переменная (от 21 до 42 об/мин), высота башни 36 м, масса над фундаментом 130 т — (рис. 5). Среднегодовая мощность этого агрегата от 29% (Крым) до 56% (мыс Лопатка на Камчатке) от номинала.



Рис. 5.

Сетевые ветроагрегаты мощностью до 1 МВт выпускают многие фирмы в Дании, Германии, Испании, Италии, США, Канаде, Японии.

С увеличением единичной мощности ветроагрегатов и созданием на их основе энергетических систем удельные затраты заметно снижаются. Так, фирма Fuhrlander (Германия) предлагает серию однотипных традиционных сетевых машин (рис. 6) с асинхронными генераторами мощностью от 30 до 1000 кВт со следующими удельными затратами (франко-завод) и расчетными скоростями ветра на уровне оси агрегата представленными в табл. 3.

Таблица 3

Номинальная мощность, кВт			
100	250	800	1000
Расчетная скорость ветра, м/с			
12	15	14	13
Удельная стоимость, \$/кВт			
1200	920	837	790

Приведенные цены характерны для Европы последних лет. Например, машины датской фирмы NEDWIND мощностью 250 кВт предлагались за \$237750 (950 \$/кВт) а более крупные, мощностью 500 кВт — за \$446800 (894\$/кВт).

Согласно переговорам, проведенным летом 2000 г., сетевые машины международной фирмы NEG Micon мощностью по 750 кВт

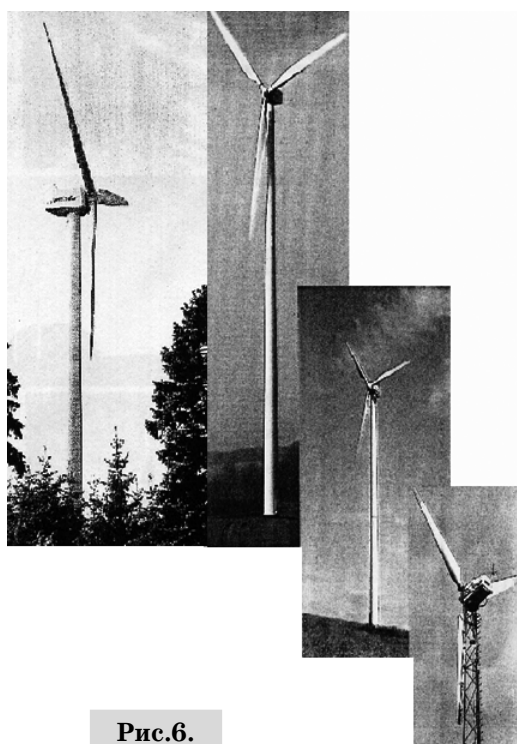


Рис.6.

(рис. 7) при достаточно крупном заказе можно приобрести у производителя по цене примерно 700 долл. за кВт. Более полный прайс-лист на машины указанной фирмы имеет следующий вид (табл.4).

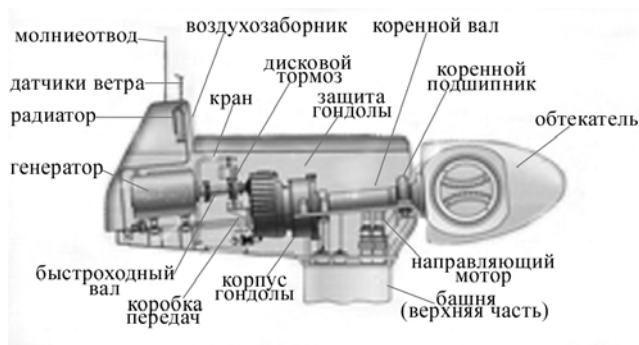


Рис.7.

Таблица 4

Тип				
NM600/43	NM750/48	NM900/52	NM1000/60	NM1500/64
Мощность, кВт				
600/150	750/200	900/200	1000/250	1500/300
Диаметр ротора, м				
43	48	52	60	64
Высота башни, м				
45	45	44	45	60
Цена на заводе, \$				
451332	551628	576702	877590	1128330
Удельная стоимость, \$/кВт				
752	735	641	878	752

Эти машины имеют высокую степень монтажной готовности, что позволяет возводить их в короткие сроки. Так, на строительстве ветровой станции Le Nordais в Канаде (Квебек) в 1999 г. 57 агрегатов по 750 кВт были установлены и пущены в эксплуатацию за 6 месяцев — по 10 агрегатов в месяц! Учитывая строительно-монтажные и транспортные затраты коэффициентом 2, найдем, что при 20 летнем сроке эксплуатации себестоимость энергии от этих машин в районе со средней скоростью ветра 7,8 или 9 м/с составит 1,95, 1,43 или 1,23 цента за кВт·ч соответственно. Единичные агрегаты и ветропарки, расположенные в одном месте, не дают гарантированной мощности, требуют отвода значительных площадей, могут заметно изменить местный режим ветра. Все эти обстоятельства должны учитываться при оценке реальной эффективности приземной ветроэнергетики в ее традиционных формах. Попытки комплексного объективного анализа перспектив ветроэнергетики приводят к выводу, что без ее дотирования со стороны государства и политического давления самостоятельное существование крупной ветроэнергетики, как экономически значимой отрасли энергетики, невозможно. Этот вывод подробно обосновал L.M. Schwartz (The Virginia Land Rights Coalition, POB 85, Mc Dowell, Virginia FOC 24458) в обширной статье “Wind-Facts or blowing hot air?”, размещенной в Интернете в марте 2004 г. Эмпирическим доказательством этого результата являются наблюдаемые спады в росте ветропарков в тех странах (или районах), где соответствующие политические акты отсутствуют или отменяются.

Пессимистический вывод о перспективах ветроэнергетики в традиционных формах получился и у автора в 1990 г [1]. Иначе может обстоять дело при качественном изменении конструкции ветряков и условий их размещения. По мнению автора, существенные преимущества могут иметь ортогональные ветроагрегаты большой мощности, размещаемые на акваториях морей [2,3] и в высотных слоях атмосферы — в зоне струйных течений [4].

Ортогональные ветроагрегаты, у которых ось вращения перпендикулярна направлению ветра, имеют ряд конструктивных и технико-экономических преимуществ перед традиционными ветроагрегатами, у которых ось вра-

щения параллельна скорости ветра. Однако в том виде, в котором они одно время повсеместно испытывались и строились (рис. 8), они имеют важный недостаток — пульсирующий крутящий момент на валу генератора и пульсирующие силы, действующие на лопасти и агрегат в целом. Это обстоятельство было известно конструкторам и учитывалось в проектах.



Рис. 8.

Самые крупные ветроагрегаты были запроектированы и построены именно в вертикально-осевом исполнении — ветроагрегат мощностью 4 МВт был построен в Канаде (рис. 9), еще более крупные агрегаты проектировались

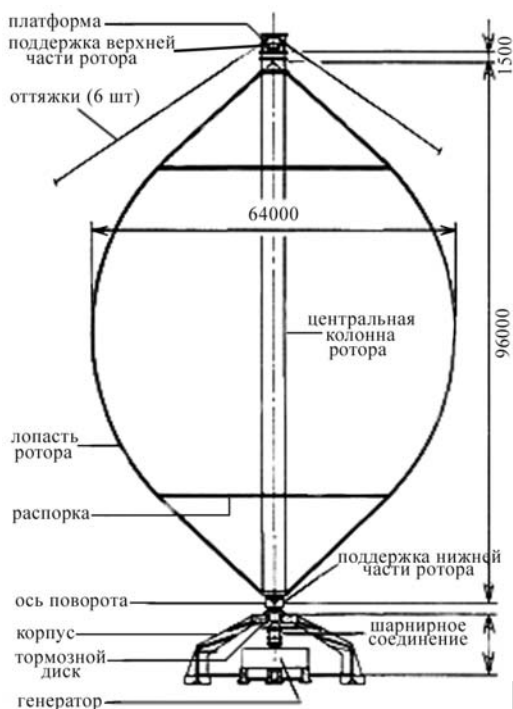


Рис. 9.

в России и в странах Северной Европы. Однако, опыт испытаний и эксплуатации подобных машин показал, что эти особенности учитывались не достаточно полно и всесторонне. На рис. 10 показана ортогональная ветроустановка мощностью 130 кВт, запроектированная и построенная под руководством автора в 1988 г. на перевале Чормозак в Таджикистане. Аэродинамика этой установки была детально просчитана и испытана на моделях разного масштаба. Статическая прочность установки оказалась безупречной — в течение года, включая зимний период со снегом и обмерзанием, установка выдержала ураганные ветры со скоростью выше 35 м/с. Однако, при динамических испытаниях в предельных режимах, при скорости ветра 25 м/с, вращающийся ротор установки начал раскачиваться в вертикальной плоскости и одна из нижних траверс зацепила за консоль тормозной системы, расположенной на площадке обслуживания ниже ротора. Траверса и ротор получили серьезные повреждения.

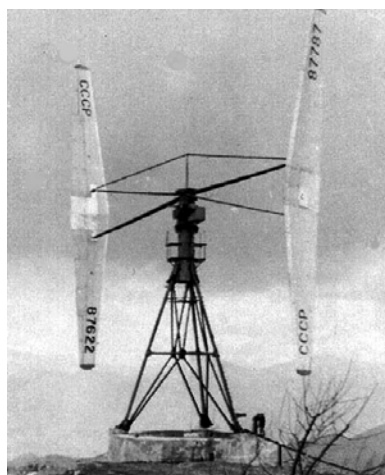


Рис. 10.

На рис. 11 показаны два ортогональных ветроагрегата мощностью по 170 кВт, запроектированные и построенные при консультациях автора в 1994 г. фирмой HUNKUK FIBER GLASS Co., LTD в Южной Корее на берегу Желтого моря. Обе установки оказались работоспособными, однако, при запуске или остановке, а так же при сильном ветре на каждой из них наблюдалась сильная вибрация — верхние концы установок раскачивались так, что это было видно невооруженным взглядом. Установка с прямыми лопастями была усилена ванто-

выми оттяжками, закрепленными под верхней гондолой, что уменьшило, но не устранило вибрацию.

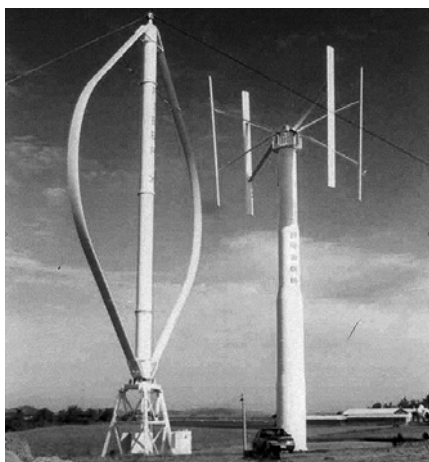


Рис. 11.

Подобная ситуация имела место на всех вертикальноосевых ортогональных ветроагрегатах, построенных в большом количестве в США и Канаде. Были случаи разрушения лопастей ветроагрегатов. В результате к настоящему времени серийное производство вертикальноосевых ветроагрегатов на Западе практически прекращено. Между тем, опыт создания этих даже еще не оптимизированных машин подтвердил их экономические преимущества. Например, серийно выпускавшаяся ветроустановка компании INDAL TECHNOLOGIES Inc. (Canada) мощностью 500 кВт при ветре 17,5 м/с (начало работы при 6 м/с) имела массу над фундаментом всего 38,4 т (77 кг/кВт). Средняя мощность установок такого типа была, однако, сравнительно невысокой, заметно ниже, чем у лучших машин с традиционной компоновкой (табл. 5).

Таблица 5

Средняя скорость ветра, м/с				
5,5	6,5	7,5	8,5	9,5
Относ. средняя мощность, %				
10	16	24	31	37

Низкая выработка и высокая начальная скорость ветра связаны с тем, что скорость вращения ротора принята постоянной (45 об/мин. при диаметре ротора 24,4 м и высоте 36,6 м), а затенение слишком малым — 12,1%.

Возможно, это обстоятельство в сочетании с механической и электрической несбалансированностью определило печальную судьбу всего конструктивного направления.

Представляется, что такая ситуация может быть изменена при устранении главных дефектов ортогональных турбин, отмеченных выше, за счет применения турбин с лопастями, изогнутыми по винтовой линии, а также многоярусных и многолопастных турбин. Турбины с изогнутыми лопастями были испытаны автором в 1981-82 гг. (рис. 12) и защищены авторским свидетельством СССР с приоритетом от 17.01.83 (N 1150395). Такие турбины могут быть особенно эффективны для преобразования энергии высотных струйных течений. Позже, независимо от автора, к подобной идее обеспечения постоянства крутящего момента и суммарной силы, действующей на агрегат, за счет винтовой формы оси лопасти пришел проф. Горлов А.М. в США (US Patent 5451137 от 19.09.95). Очевидно, такой же эффект уравниваемости нагрузок достигается на многоярусных агрегатах, у которых прямолинейные лопасти каждого яруса сдвинуты на небольшой угол. Подобные турбины были предложены и испытаны в разных вариантах в 1981 г. (рис. 13).

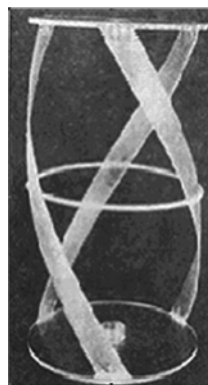


Рис. 12.

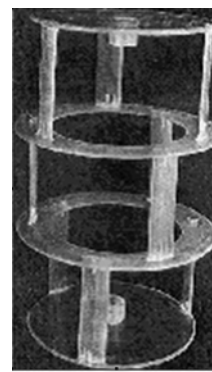


Рис. 13.

В двухъярусном исполнении ветроагрегаты были детально исследованы на моделях и осуществлены в натуре (рис. 14,15). Однако, вследствие больших вибраций конструкции и пульсаций выходной мощности генератора, эти агрегаты не нашли широкого применения. Позже и, вероятно, независимо аналогичные схемы были разработаны Wind Harvest Company, которая продолжает выпускать их в улучшенном виде с максимальной мощностью 50 кВт. Опыт этой фирмы показывает, что ортогональные энергоагрегаты, у которых ось вращения



Рис. 14.



Рис. 15.

перпендикулярна (ортогональна) скорости ветра в удалении от турбины, могут успешно вернуться на энергетический рынок. Такие турбины, особенно геликоидного типа с изогнутыми лопастями, образующими пространственную несущую конструкцию (рис. 16), могут иметь достаточно высокую мощность в одном агрегате и при решении ряда технических проблем должны обеспе-

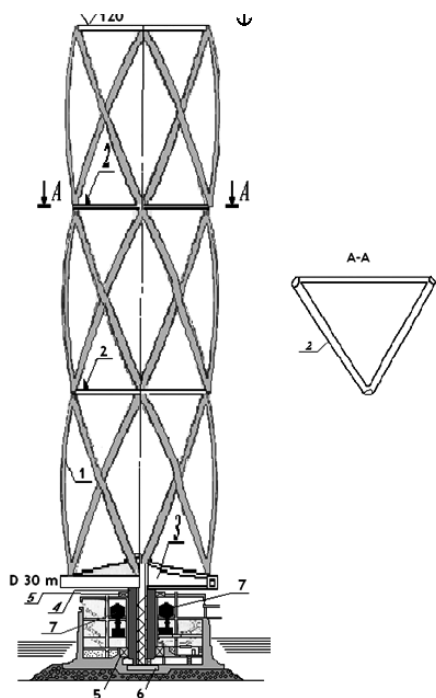


Рис. 16.

чить высокую эффективность ветроэнергетики и низконапорной гидроэнергетики.

Качественные изменения в использовании энергии течений ожидаются при внедрении многолопастных ортогональных энергоустановок. Рабочие лопасти аэродинамического профиля в этих установках располагаются вертикально (или наклонно) и движутся по кольцевой трассе большого диаметра (см. статью автора на стр. 56 – 67 настоящего журнала).

Идея установок состоит в использовании не только тянущей силы крыла, возникающей при его обтекании с углами атаки меньше критического, как это имеет место во всех быстрходных ортогональных энергоагрегатах, но и эффекта турбулентного перемешивания воздушных потоков, обеспечивающего восстановление энергии ветра на подходе к тыльному строю лопастей (рис. 17).

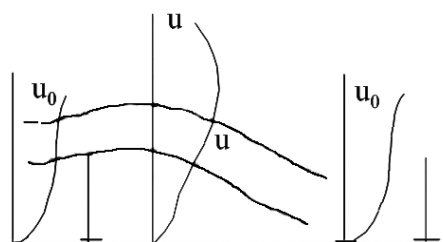


Рис. 17.

В обычных ортогональных энергоустановках в свободных потоках скорость течения в центре агрегата и на тыльном участке трассы движения лопастей (U) заметно ниже, чем на фронтальном участке (U_0). Это вызывается аэро- (гидро-) динамическим сопротивлением системы, обеспечивающей отбор мощности у потока воздуха за счет его торможения. В многолопастных ортогональных энергоустановках, у которых диаметр трассы движения лопастей много больше их высоты (длины), динамическая картина существенно иная. Сопротивление фронтального строя лопастей вызывает уменьшение скорости течения перед ними, однако за этим строем лопастей слои воздуха, движущиеся над установкой, увлекают и разгоняют заторможенную среду так, что при подходе к тыльному строю лопастей скорость потока оказывается почти такой же, как и при подходе к фронтальному участку энергоустановки. Этот эффект означает привле-

чение энергии потоков, непосредственно не проходящих через сечение установки, что объясняет возможность аномально высокого КПД установки, рассчитываемого обычным путем. Эффект существенно зависит от диаметра агрегата, измеренного в долях высоты лопастей. Второй важной особенностью перспективных ветроустановок является использование магнитного подвеса, снижающего потери в опорных узлах, снижающего шум от установки, исключая механический износ элементов. Эта часть ветроустановки вместе с линейными двигателями-генераторами детально исследованы при создании поездов на электромагнитном подвесе. Самыми экономичными представляются многолопастные (двух или более) ярусные ортогональные машины, у которых лопасти смежных ярусов движутся в противоположных направлениях.

В этой схеме скорость пересечения магнитных полей в линейном генераторе удваивается, что резко повышает его эффективность. Мощность ветро и гидроагрегатов такого типа может быть существенно больше, чем у агрегатов традиционного исполнения, а удельные капитальные вложения и эксплуатационные затраты меньше. Согласно проекту, выполненному автором, многолопастная ветроустановка с номинальной мощностью 10 МВт при ветре 15 – 16 м/с (начало выдачи мощности при ветре 5,5 м/с) должна иметь массу над фундаментом около 800 т (80 кг/кВт) и относительную среднюю мощность от 19 до 43% при среднегодовой скорости ветра от 5,5 до 8,5 м/с. Выработка энергии таких машин может быть заметно увеличена за счет струйного управления пограничным слоем на лопастях. Центральный опорный пилон подобной ветроустановки может быть закреплен на подводном понтоне, имеющем избыточную плавучесть, и размещенном на морской акватории. С помощью тросов и системы свай этот понтон зафиксирован в пространстве, а вся система способна выдерживать ураганные ветры и штормовые волны. Соответствующие расчеты, выполненные для установки мощностью 10 МВт и глубины воды до 20 м (условия ветропарка в Нью-Йорке), показывают, что суммарные удельные затраты на установку при ее серийном изготовлении

могут быть существенно меньше, чем у лучших традиционных машин, а число часов использования установленной мощности в районе Нью-Йорка, где средняя скорость ветра превышает 8,5 м/с, будет более 3800 ч.

Заключение

При 30% ежегодном среднем темпе роста в течение последних пяти лет ветроэнергетика является наиболее быстрорастущим источником энергии в мире, хотя она все еще обеспечивает лишь малую долю мирового энергоснабжения. В 2003 г. рост рынка ветроэнергетики достиг 6000-мегаваттного диапазона с временным замедлением на рынке США (из-за задержки в продлении федеральной налоговой льготы для ветроэнергетики), компенсированным продолжающимся ростом ряда более динамичных рынков.

Продолжающийся рост технологии значительно подкрепляется ее устойчиво улучшающейся стоимостной конкурентоспособностью. Стоимость электроэнергии, произведенной с помощью энергии ветра, в эффективных ветропарках снизилась до уровня, который может конкурировать с лучшими видами традиционной энергетики; она менее дорогостоящая, чем электроэнергия, вырабатываемая атомными электростанциями.

Тем не менее, эта отрасль энергетики нуждается в государственной поддержке. Дружественная рыночная политика, которая может помочь обеспечить развитие ветроэнергетики, включает в себя следующее:

недискриминационные правила передачи электроэнергии (существующие правила передачи склонны облагать штрафами новые непостоянные источники энергии, типа энергии ветра);

инвестиционный стандарт возобновляемых ресурсов, т. е. фиксированная минимальная потребность в возобновляемой энергии, которая растет с течением времени, чтобы поддержать непрерывный, упорядоченный рост ветроэнергоиндустрии;

сборы за выброс и загрязнение, производимые традиционными электрогенераторами, или, наоборот, экономическое поощрение возобновляемых источников энергии, чтобы помочь рынку ветроэнергетики использовать свои преимущества с точки зрения охраны окружающей среды и общественного здоровья.

Государственная поддержка разработки и внедрения новых технологических решений, создание опытно-промышленных образцов ортогональных ветроагрегатов для использования энергии приземных (приводных) и, особенно, высотных струйных течений.

Потенциал энергии ветра большинства стран огромен и только начинает использоваться. Традиционная технология испытана и надежна, однако в комплексной оценке затрат она оказывается жизнеспособной только при государственной дотации и до-

полнительных льготах. Новые технологические решения обещают новые экономические успехи. Как и в случае любого нового участника рынка, политика будет играть огромную роль в помощи по преодолению рыночных барьеров. Скорость, с которой будет развиваться этот быстрораспространяющийся в настоящее время источник энергии, в значительной степени будет зависеть от политических решений, принятых во всем мире в течение следующих нескольких лет.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Лятхер В.М. Техничко-экономические основы ускоренного развития ветроэнергетики. Информэнерго. М.: 1990. 2. Малышев Н.А., Лятхер В.М. (ред.) Ветроэнергетические станции. //Сб. Научных трудов Гидропроекта. вып. 129. М.: 1988. 3. Лятхер В.М. Ортогональные многолопастные ветроагрегаты большой мощности, статья в наст. сборнике. 2006. 4. Лятхер В.М. Высотная ветроэнергетическая установка. //Известия РАН. Энергетика. №4. 2006.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА КАК КОМПОНЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАРЕГУЛИРОВАННЫХ РЕЧНЫХ СИСТЕМ РОССИИ

*Салтанкин В.П., д.г.н., ИВП РАН, Цельмович В.А., к.ф.-м.н.,
Геофизическая обсерватория «Борок» РАН*

Непрерывный рост мирового производства продуктов, товаров и услуг в условиях все возрастающего населения планеты и беспрецедентного повышения «стандартов» жизни (к сожалению, преимущественно для так называемого «золотого миллиарда») требует опережающего развития энергетики, особенно электроэнергетики, в силу многих уникальных и универсальных свойств этого вида энергии. По разным данным производство энергии в мире удваивалось в 20 веке примерно каждые 10 лет. Особенно впечатляют следующие оценки. За период 1850 – 1987 г.г. население Земли возросло в четыре раза, а энергетический потенциал увеличился в тысячу раз. Энергетический взрыв уже состоялся в 20-м столетии, однако процесс продолжается и все возрастающие потребности хозяйства и населения планеты требуют ввода все новых энергетических мощностей, поскольку до сих пор 2 млрд. человек на Земле не имеют доступа к электроэнергии, а 3 млрд. испытывают ее недостаток [5].

Энергетическое производство, как известно, базируется на тепловой, атомной и гидроэнер-

гетике, обеспечивающих примерно 98% мирового производства. В последние несколько десятилетий в индустриальных странах мира и ряде развивающихся стран все более интенсивно развиваются исследования и опытно-конструкторские проработки по развитию методов и средств так называемой малой, в том числе нетрадиционной, энергетики. Об этом убедительно свидетельствуют материалы и данные, представленные на страницах первых трех номеров научно-технического журнала «Малая энергетика» за 2004 – 2000 гг.

Гидроэнергетика, как известно, является важнейшим компонентом мирового энергетического хозяйства и обеспечивает примерно 20% производства электроэнергии. Вклад гидроэнергетики в национальные энергетик различается в широком диапазоне от нескольких процентов до 90% (Бразилия) и даже 99,6% (Норвегия). В России он близок к среднемировому и составляет в настоящее время 19 – 21% (по данным разных лет). Имеются веские основания для дальнейшего развития гидроэнергетики и в нашей стране. Новейшие

данные и обобщения о состоянии и перспективах развития гидроэнергетики в Российской Федерации представлены Л.К. Малик в недавно изданной монографии [8].

Основу гидроэнергетики России составляют, как известно, мощные гидроэлектростанции, работа которых обеспечивается, в основном, за счет регулирования речного стока на основе создания крупных гидротехнических сооружений и водохранилищ. Особенно эффективно гидроэнергетическое производство в случае создания каскадов гидроэнергоузлов и водохранилищ. Именно в этом направлении развивалась большая гидроэнергетика в СССР, причем первые каскады крупных водохранилищ создавались на европейских равнинных реках страны в 50 – 70-е г.г. (Волга, Кама, Днепр).

Роль зарегулированных полностью или частично речных систем (ЗРС) для России исключительно велика, поскольку в сфере влияния ЗРС сосредоточен основной промышленный, хозяйственный и людской потенциал страны (Волга, Кама, Ангара, Енисей, Дон, Кубань, Обь). Это можно показать на примере каскада верхневолжских водохранилищ (Верхневолжское, Ивановское, Угличское, Рыбинское, Горьковское). В 15 км зоне по обоим берегам указанных водохранилищ согласно нашим оценкам [11] проживает от 70 до 90% населения Тверской, Ивановской, Ярославской, Нижегородской и Костромской областей. Выбор 30 км «берегового коридора» обусловлен прежде всего тем, что это максимально удаленная от уреза воды водохранилищ граница их воздействия на прилегающие территории при распространения подпора по притокам водохранилищ, а также подпора грунтовых и подземных вод, формирующегося в течение нескольких десятилетий. В пределах указанных береговых территорий осуществляется и наиболее значительное антропогенное воздействие на геосистемы и экосистемы ЗРС.

Необходимо отметить, что ЗРС России проектировались, создавались и эксплуатируются как энерготранспортные системы, в ряде случаев дополнительно учитывались интересы сельского хозяйства (ирригация на Средней и Нижней Волге, попуски в Волго-Ахтубинскую пойму). Со временем на каждом из крупных водохранилищ и ЗРС в целом сформировались многоотраслевые водохозяйственные комплек-

сы водопотребителей и водопользователей, предъявляющих различные, а подчас и противоположные требования к режиму эксплуатации и экологической безопасности гидроэнергоузлов с водохранилищами.

В современной постановке, то есть в условиях рыночной экономики, проблемы рационального и экологически безопасного использования ЗРС еще более осложнились, так как, помимо традиционных отраслевых противоречий, возникли существенные разногласия между субъектами РФ, а также представителями крупного бизнеса. Об этом свидетельствует более чем десятилетний опыт разработки и попыток реализации Федеральной программы «Возрождения Волги», особенно в части масштабной реализации заложенных в этой программе идей и предложений по, так называемой, экологической реконструкции Волжско-Камского каскада. Экологическая реконструкция каскада, в сущности, означает необходимость законодательно установленного использования части прибыли от эксплуатации ЗРС (в данном случае Волжско-Камского каскада) на компенсацию неблагоприятных экологических последствий для населения и сохранение окружающей среды, либо отказ от части прибыли по экологическим соображениям.

По мнению одного из авторов данной статьи [11] проблемы, связанные с эффективным для общества (а не только отдельных секторов бизнеса) использованием ЗРС, должны решаться на основе оценок ресурсного потенциала систем этого типа с учетом геоэкологических ограничений, которые должны быть законодательно закреплены. В настоящее время проводится [12] разработка концепции ресурсного потенциала ЗРС, в рамках которой учитываются следующие базовые виды ресурсов: водные, территориальные, энергетические, минерально-сырьевые, биотические, рекреационные. Здесь важно подчеркнуть, что отдельные виды ресурсов ЗРС не существуют изолированно, а взаимообусловлены, образуя динамичные системы более высокого уровня. При этом, в сильнейшей степени, варианты функционирования подобных систем по эколого-экономическим критериям определяются именно режимом эксплуатации водохранилищ и гидроузлов в интересах большой гидроэнергетики. Примеры конк-

ретных и неблагоприятных геоэкологических ситуаций, возникающих ежегодно на волжских и камских водохранилищах довольно многочисленны. Особенно они характерны для нижних бьефов гидроузлов, где происходят быстрые русловые и береговые деформации. Ряд представителей, так называемого, «зеленого движения», которых можно квалифицировать экологическими экстремалами, неоднократно, особенно в 90-е годы, предлагали «ликвидировать» каскады водохранилищ на равнинных реках страны, начиная с Волги, мотивируя это благими экологическими пожеланиями. Ясно, что это крайне популистская позиция определенного периода (так называемой перестройки) не имеет реальной перспективы. Однако ясно и другое, что, если мы хотим реализовать экологически-социально-приемлемое использование ресурсов ЗРС, необходимо с позиций современных требований комплексно оценить функционирование систем данного класса в России. Глобальной, согласно многим новейшим проработкам, является проблема дисгармонии взаимодействия человека и биосферы, собственно решение мировым сообществом данной проблемы в разумные сроки и определяет, в конечном итоге, перспективу сохранения цивилизации. Заметим, что создание и эксплуатация ЗРС являются одним из процессов планетарного масштаба в данной сфере [1, 6, 8], который прямо или косвенно затронул интересы населения, по крайней мере, одной трети стран планеты. Плотины ГЭС перекрыли крупнейшие реки планеты.

Рассмотрим проблему энергетического потенциала ЗРС на примере верхневолжского каскада водохранилищ (от истоков Волги до плотины Горьковской ГЭС, протяженность участка Волги около 1200 км). Основу энергетики региона составляют крупные ГЭС (Рыбинская, Горьковская) и ТЭС (Конаковская, Костромская). Установленная мощность каждой из них превышает 1 млн. кВт/ч. В связи с резким повышением цен на энергоносители верхневолжские ГЭС работают с полной нагрузкой, и использование гидроэнергетического потенциала превышает 0,9; небольшие резервы имеются только за счет оперативной оптимизации работы крупных ГЭС. Создание новых крупных ГЭС в регионе невозможно как по технико-экономическим, так и по экологи-

ческим соображениям. Безусловно, большой интерес представляет оценка перспектив развития малой гидроэнергетики на многочисленных, особенно в верхней части бассейна, малых реках, однако, соответствующие разработки с учетом современных социально-экономических особенностей территории региона, по-видимому, не проводились.

Крупные ТЭС региона в настоящее время работают с недогрузкой из-за падения производства и более высокой себестоимости вырабатываемой электроэнергии по сравнению с ГЭС. Дальнейшее создание крупных ТЭС в регионе экономически и экологически также не целесообразно. Строительство АЭС нежелательно, прежде всего, по соображениям безопасности населения двух столиц России – Москвы и С.-Петербурга. По-видимому, определенный интерес для региона представляет развитие сети небольших энергоустановок, работающих на местном сырье и ресурсах (биогаз, торф, древесина), и обслуживающих небольшие предприятия и производства.

Правомерным, по мнению авторов, является постановка и проработка вопроса о возможностях и перспективах развития ветроэнергетики в районах крупных водохранилищ. Идея размещения ветроэнергоустановок (ВЭУ) на берегах крупных водохранилищ принадлежит одному из авторов данной публикации Цельмовичу В.А.

Попробуем обосновать уместность постановки и проработки данного вопроса. В период 50 – 80 г.г. прошлого столетия в бывшем СССР были проведены многолетние масштабные и комплексные исследования последствий создания крупных водохранилищ и их каскадов. Результаты этих исследований не имели мировых аналогов и широко использовались при проектировании, строительстве и эксплуатации многих крупных гидроузлов и водохранилищ в десятках стран мира. Отметим, что исследования в этой области в бывшем СССР проводились коллективами ученых и специалистов академических, вузовских и отраслевых организаций.

Было показано, что спектр проблем, обусловленных созданием водохранилищ, особенно крупных, чрезвычайно широк и охватывает практически все основные области деятельности человека – хозяйство и экономику, технику и науку, экологию и охрану природы,

социальное развитие, общественные движения и культуру. При этом создание каскадов водохранилищ имело положительные хозяйственные и технико-экономические эффекты и, как правило, отрицательные экологические последствия, поскольку оказывалось мощное воздействие на все природные компоненты (гидросферу, литосферу и биосферу). Конкретно это выражалось в затоплении территорий, подтоплении, берегопереработке, замедлении водообмена, изменении микроклимата, береговых ландшафтов, качества воды, почв, фауны и флоры и даже сейсмической обстановки [6].

Прежде всего, необходимо рассмотреть вопрос о климатическом влиянии крупных водохранилищ, которое затрагивает радиационный и тепловой балансы, термический и ветровой режимы, влажность воздуха, облачность и осадки. Изменения указанных компонентов носят микроклиматический характер, имеют различные масштабы проявлений и инструментально фиксируются в береговых зонах на расстоянии от 1 до 3 – 5 км от уреза воды в зависимости от физико-географических особенностей района создания водохранилища и его параметров (площадь, объем, ширина, длина, глубина).

Наиболее масштабны и существенны климатические изменения, связанные с созданием крупных водохранилищ именно для ветрового режима, так как существенно меняются скорость, направление и повторяемость ветров определенной силы. Впервые этот вопрос был исследован, по-видимому, А.Ю. Ретеюмом на примере Рыбинского водохранилища [10]. Анализ данных метеонаблюдений, предпринятый в указанной работе показал существование прямой зависимости скорости ветра над побережьем от интенсивности турбулентного потока тепла между водной поверхностью и атмосферой, что определяется глубиной и географическим положением водоема. Чем меньше средняя глубина водоема и чем севернее он расположен, тем значительнее разность скоростей ветра в зоне климатического влияния водохранилища и вне ее. При этом отчетливо выражен сезонный и суточный ход изменений параметров ветра.

На побережьях водохранилищ резко меняется повторяемость различных скоростей ветра — уменьшается число дней со шти-

лями и слабыми ветрами и учащаются в несколько раз сильные ветры. Характерно также возникновение в районах крупных водохранилищ бризовых циркуляций со скоростью до 3 м/с, причем повторяемость бризов на водохранилищах европейской части России, по мере увеличения ширины водного зеркала от 5 до 30 км, возрастает от 10 до 40%.

В 70 – 80 г.г. исследования изменений ветрового режима в районах крупных водохранилищ были продолжены на волжских, камских, днепровских и ангаро-енисейских водохранилищах. Главный их итог применительно к обсуждаемому вопросу заключается в том, что скорости ветрового потока увеличиваются на 20 – 60% по сравнению с береговыми территориями вне зоны климатического влияния крупных водохранилищ. Характерно, что кроме усиления ветрового потока, меняется и направление ветра, которое ориентируется по длине долины. При этом резко уменьшается число дней со штилем [6].

В обсуждаемом контексте показательны данные 50-летних метеонаблюдений на побережье Иваньковского водохранилища. Метеостанция расположена на участке водоема, ориентированного с юго-запада на северо-восток. Ширина водного зеркала меняется от 1,3 до 3 км в направлении максимальной длины ветрового разгона (порядка 15 км). Это не самые благоприятные условия для резкого усиления ветрового потока в связи с созданием данного водохранилища. Тем не менее, среднегодовые скорости ветра составляют для зимнего периода 3,3 – 3,4 м/с, весеннего 2,9 – 3,1, летнего 2,4 – 2,7 и осеннего 3,0 – 3,5 м/с.

Рассмотрим кратко современные технико-экономические показатели ВЭУ, используя материалы и данные, представленные в работах [2, 3, 4, 7, 8]. Из этих публикаций следует:

период 1930 – 1960 г.г. был «золотым» для отечественной ветроэнергетики, при этом осуществлялась активная государственная поддержка и бывший СССР был в то время одним из крупнейших мировых производителей ВЭУ;

в период 60 – 80 г.г. прошлого века развитие отечественной ветроэнергетики практически не имело государственной поддержки, технический и интеллектуальный потенциал этого направления был существенно подо-

рван; напротив в 80-е г.г. в США, Англии, Германии, Дании и других странах были развернуты активные исследовательские и конструкторские проработки и организовано крупное серийное производство ВЭУ;

в России в 90-е г.г. разработки и исследования в области ветроэнергетики значительно активизировались и были разработаны несколько типов мощных ВЭУ (250 – 1250 квт) нового поколения, прошедших экспериментальную и эксплуатационную проверку;

были разработаны значимые для России планы и программы развития ветроэнергетики, которые не были реализованы по ряду причин, главными из которых представляются — отсутствие реальной государственной поддержки и сравнительно высокая стоимость мощных ВЭУ;

по стоимости электроэнергии современные ВЭУ уже выигрывают у ТЭС и АЭС за счет, так называемых, «скрытых» затрат, преимущественно связанных с экологическими последствиями работы энергетических установок данного типа (загрязнение среды, влияние на здоровье человека, необходимость природоохранных мероприятий, экологическая и радиационная безопасность), которые не включаются в цену отпускаемой электроэнергии;

стоимость удельных капиталовложений для ВЭУ разного типа составляет 1 – 2 доллара на 1 ватт установленной мощности;

общее время работы ВЭУ в расчетных режимах должно составлять не менее 2000 часов в год, при этом стартовая скорость начала работы ВЭУ составляет 3,5 – 4,5 м/с, а номинальная скорость (штатный энергетически выгодный режим) оценивается величиной 14 – 15 м/с;

окупаемость ВЭУ зависит от многих факторов и пока составляет 10 – 15 лет, при этом большие сетевые ВЭС, а также малые ГЭС являются весьма привлекательными для доходного бизнеса даже при современных российских тарифах на энергию (последние, как известно, возрастают ежегодно по крайней мере на 20 – 30%);

технические вопросы подключения и эксплуатации ВЭУ в составе различных электроэнергетических систем (малых и больших), равно как и аккумуляция ветровой электроэнергии в случае автономной работы ВЭУ, в настоящее время удовлетворительно решаются;

рост мощностей ветроэнергетики составил в странах – лидерах в 1999 – 2000 г.г. от 16,4% (Англия) до 92,7% (Япония), вклад мировой ветроэнергетики в производство электроэнергии на планете может достигнуть, по некоторым прогнозам, 22% к 2040 г.

Рассмотрим применимость вышеуказанных базовых технико-экономических предпосылок для создания ВЭУ на конкретном объекте. Первоочередным объектом для реализации обсуждаемой идеи представляется крупнейшее в Европе Рыбинское водохранилище, заполненное до проектной отметки в 1945 г.

Для размещения ВЭУ водохранилище представляет первостепенный интерес, поскольку это озеровидный по своей морфологии водоем площадью при НПУ 4500 кв. км, имеющий близкие геометрические соотношения ширины и длины, примерно 40 к 60 км. Водоохранилище создано в районе слияния крупных рек Волги, Мологи и Шексны в условиях равнинного рельефа. Это означает формирование мощного ветроэнергетического потока по всем основным румбам преобладающих ветров и, в данном случае, нет необходимости специально оценивать класс открытости ВЭУ для набегающего ветра.

Исследования параметров ветроэнергетического потока на Рыбинском водохранилище не проводились, так как необходимые для этого аэрологические наблюдения или экспериментальные измерения с помощью специального оборудования могли быть осуществлены только в варианте конкретного технико-экономического «заказа». Однако отметим, что предварительный анализ данных многолетних наблюдений Рыбинской гидрометеобсерватории позволяет констатировать рост среднегодовых скоростей ветра после создания водохранилища до 4 – 6 м/с, что обеспечивает стартовые скорости работы ВЭУ. Не вызывает сомнения, что реальные параметры ветроэнергетического потока на побережье Рыбинского водохранилища увеличены, по крайней мере, на 20 – 40% по сравнению с данными стандартных метеонаблюдений. Этот вопрос интересен с позиций возможности оценки базовых ветровых характеристик: высотные эпюры скорости ветра, его повторяемость, спектр скоростей, аппроксимация вероятностных функций распределения по данным стандартных и экспериментальных метеонаблюдений.

Оценки реальных параметров ветрового потока требуют, как правило, продолжительного времени и применения специальных средств и методов и, естественно, определенных финансовых затрат. При этом даже осуществление непрерывного годового цикла наблюдений за ветром может оказаться недостаточным, так как конкретный год наблюдений может оказаться нерепрезентативным в многолетнем цикле ветрового режима как в сторону завышенных, так и пониженных оценок параметров ветра.

Теоретические и экспериментальные результаты оценок, представленные в [7], показывают, что достоверность выводов об эффективности конкретных ВЭУ может быть повышена за счет расчета средней за определенный временной период мощности ВЭУ на основании применения специального интеграла. Систематическая погрешность расчета по указанной методике составляет 10 – 15%. При этом определяющими являются точность задания подынтегральных функций и взятия интеграла. Для первого условия могут быть использованы аппроксимации экспериментально полученных распределений скорости ветра с высотой Вейбулла и Гринцевича. Анализ представленных в [7] высотных профилей ветра для г. Бреста, построенных по аэрологическим наблюдениям (эксперимент) и рассчитанных по пяти теоретическим моделям, показал разброс оценок среднегодовой скорости ветра на высоте 20 – 40 м от 4,2 до 6,0 м/с.

Это означает необходимость получения экспериментальных данных о ветровом режиме района размещения конкретной ВЭУ, прежде всего, для возможно более корректного определения подынтегральной функции, либо на основе эмпирической зависимости, либо для обоснования применимости того или иного теоретического вероятностного распределения. По-видимому, возможен и вариант «привязки» относительно небольшого объема экспериментальных данных, полученных в характерные сезоны, к данным многолетних наблюдений за ветром на метеостанции, которая расположена в районе предполагаемого размещения ВЭУ и может быть признана репрезентативной для этих целей. При этом достаточно надежно должен быть решен вопрос об экстраполяции данных о ветре со стандартного уровня метеонаблюдений (10 м) до

высот порядка 40 – 50 м от уровня поверхности. Любой из этих вариантов оценки ветровых параметров может быть реализован и для Рыбинского водохранилища.

Экспертные оценки авторов, основанные на технико-экономических данных, представленных выше, показывают, что на побережье Рыбинского водохранилища вполне реально создание каскада мощных ВЭС с суммарно установленной мощностью порядка 300 МВт, что сопоставимо с мощностью Рыбинской ГЭС. Возникает вполне резонный вопрос, а нужно ли это? По мнению авторов это необходимо хотя бы с учетом того, что в Ярославской области, где расположено Рыбинское водохранилище, собственные энергетические мощности обеспечивают только 40% потребляемой хозяйством и населением электроэнергии, а остальная часть покупается на рынке электрослужб. В случае создания ВЭС излишки электроэнергии могут продаваться Рыбинским электросетям.

На первом этапе развития ветроэнергетики в районе Рыбинского водохранилища необходима реализация пилотного проекта, в котором предлагается установка ВЭУ в районе пос. Борок, где расположены два широко известные не только в России, но и за рубежом, научные учреждения – Институт биологии внутренних вод им. И.Д. Папанина и геофизическая обсерватория Борок Объединенного института физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук. Энергия, производимая ВЭУ, может быть эффективно использована для работы энергоемкого экспериментального оборудования, например, ихтиологического корпуса ИБВВ, в котором при экспериментах, как правило продолжительных по времени (от нескольких дней до многих месяцев), используются насосы, подъемные устройства, системы подогрева и охлаждения больших объемов воды и т.д.

В рамках пилотного проекта предлагается установка ВЭУ мощностью 250 кВт поблизости от лаборатории ихтиологии ИБВВ РАН. Более предпочтительным представляется вариант размещения ВЭУ не на берегу, а на мелководном участке с тем, чтобы максимально использовать бризовую составляющую ветроэнергетического потока. Отметим также, что бризовые циркуляции возникают только в период открытой воды, т.е. при отсутствии ледового по-

крова. Это хотя и несколько повысит стоимость установки опоры ВЭУ, однако потом дополнительные затраты (не очень значительные, учитывая глубины участка в 1,5 – 2 м) будут компенсированы дополнительной выработкой энергии. Выбор ВЭУ типовой мощностью 250 кВт обусловлен прежде всего тем, что на вторичном рынке подобные установки могут быть приобретены за половину цены от первоначальной стоимости. Высота оси вращения ВЭУ должна находиться от 25 до 40 метров над поверхностью.

При создании отдельных ВЭУ и, особенно, каскада ВЭС на Рыбинском водохранилище экологические последствия их эксплуатации должны оцениваться особенно тщательно и, прежде всего, в аспекте воздействия на многотысячные популяции перелетных водоплавающих птиц (гусей, уток, журавлей, цапель), которые концентрируются на водохранилище весной и осенью в течение нескольких недель во время сезонных миграций. Рыбинское водохранилище находится на основной трассе транс-европейской миграции перелетных птиц, которые «останавливаются» на этом водоеме и восстанавливают силы для дальнейшего перелета либо на север, либо на юг.

Авторы отчетливо сознают необходимость углубленной технико-экономической проработки обсуждаемого проекта (особенно в плане себестоимости энергии и сроков окупаемости), которая может быть обеспечена при определенном уровне финансирования и формирования коллектива или группы высококвалифицированных специалистов. С этой целью В.А. Цельмовичем были сделаны доклады на Международном Круглом столе «Технологии возобновляемой энергетики и энергоэффективности в архитектуре и строительстве. Опыт Европы. Возможности в России.» (8 октября 2004 г., Москва). Участники круглого стола в число рекомендаций и проектов для Российско – Европейского Технологического Центра включили и проект «Создание каскада мощных ветроэлектростанций на Рыбинском водохранилище».

Несколько ранее (июнь 2004 г.) на международном круглом столе «Политические меры по развитию возобновляемой энергетики. Опыт Европы – что может использовать Россия?» идея разработки пилотного проекта одиночной ВЭУ, а в дальнейшем и каскада

ВЭС на Рыбинском водохранилище также обсуждалась. Это предложение нашло определенное понимание и конкретную поддержку в части готовности участвовать на условиях софинансирования разработки проекта (ТЭО) и его реализации со стороны ответственных представителей Европейского совета по возобновляемой энергии, Российской программы организации инвестиций в оздоровление окружающей среды, отдела энергоэффективных технологий Минпромнауки. В результате обсуждения основных аспектов предложенного пилотного проекта было решено, что его реализация должна осуществляться на основе софинансирования при участии Европейского совета по возобновляемой энергии, привлечения заемных средств, спонсорской помощи, средств российских инвесторов при участии Интерсоларцентра.

Таким образом, выяснилась настоящая необходимость найти заемные средства и их гаранта, а также российских инвесторов. Учитывая, что В.А. Цельмович является депутатом собрания представителей Некоузского муниципального округа, на территории которого может быть реализован пилотный проект ВЭУ, были подготовлены соответствующие письма-обращения в организации и структуры, которые могли бы принять посильное участие в проекте. Они были направлены губернатору Ярославской области, в НПО «Сатурн», в Ярославскую торгово-промышленную палату, в «Ярославльрегионгаз», в РАО «ЕЭС России», в «Ярэнерго», на «Рыбинский завод приборостроения», в администрацию Некоузского муниципального округа, в Госдуму РФ, в Ярославскую государственную думу. Поступившие ответы свидетельствуют как об определенной заинтересованности в предлагаемом проекте, так и о том, что финансово-промышленная элита Ярославской области пока не готова адекватно принять это предложение. Более того, структурные реформы, запланированные в РАО ЕЭС для «Ярэнерго» означают, что в ближайшее время эта организация будет просто не способна рассматривать инновационные проекты.

Авторы специально подробно обсудили реальную ситуацию, возникшую с данным инновационным проектом (и, наверное, многими другими), поскольку, видимо, ощутимое

продвижение вперед в области ускоренного развития ветроэнергетики в России возможно только при условии государственной поддержки в рамках целевой федеральной про-

граммы. В заключение отметим, что создание достаточно мощных ВЭС и их каскадов имеет перспективы на других крупных водохранилищах Волжско-Камского каскада.

ЛИТЕРАТУРА. 1. Авакян А.Б., Салтанкин В.П., Шарапов В.А. Водохранилища. М.: Мысль, 1987. 2. Безруких П.П., Стребков Д.С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии. //Малая энергетика. №1-2. 2005. 3. Белей В.Ф. Ветроэнергетические установки: тенденции развития, проблемы подключения и эксплуатации в составе электроэнергетических систем. //Малая энергетика. №1-2. 2005. 4. Вашкевич К.П., Маслов Л.А., Николаев В.Г. Опыт и перспективы развития ветроэнергетики в России. //Малая энергетика. №1-2. 2005. 5. Велихов Е.П. Энергетика XXI века и роль России. //Гидротехническое строительство. №12. 2000. 6. Водохранилища и их воздействие на окружающую среду. М.: Наука. 1987. 7. Ганага С.В, Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Сравнительный анализ экономических показателей возобновляемых и традиционных источников энергии. //Малая энергетика. №1-2. 2005. 8. Малик Л.К. Факторы риска повреждения гидротехнических сооружений. Проблемы безопасности. М.: Наука, 2005. 9. Николаев В.Г. Планы и перспективы развития мировой ветроэнергетики до 2040 г. //Малая энергетика. №1-2. 2005. 10. Ретеюм А.Ю. Динамика природных комплексов в сфере влияния водохранилищ. Автореф. канд. геогр. наук. М.: Ин-т географии АН СССР, 1968. 11. Салтанкин В.П. Геоэкологическое состояние зарегулированной речной системы (формирование, методы исследований и оценок). Автореф. докт.дисс. М.: Ин-т географии РАН. 1999. 12. Салтанкин В.П. К разработке концепции ресурсного потенциала зарегулированных речных систем. //Сб. докладов Международной конференции «Природно-ресурсные, экологические и социально-экономические проблемы окружающей среды в крупных речных бассейнах». М.: Ин-т географии РАН. 2005.

ЛОКАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСТОПЛИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ КАК ОТРАСЛЬ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ.

Беккер А.Т., д.т.н., ДВГТУ, г. Владивосток, Солоницын А.Г., НПО «Гидротекс», г. Владивосток, Грибков С.В., к.т.н., НИЦ «Виндэк», г. Москва, Ким Л.В., к.т.н., НПО «Гидротекс», г. Владивосток

Данная работа выполнена в НПО «Гидротекс», организованном в 1991 году на базе кафедры гидротехники ДВГТУ. Специализация: научные исследования; проектирование, строительство и ремонт гидротехнических сооружений; производство материалов и конструкций для морских инженерных сооружений. НПО «Гидротекс», как генподрядчик, — активный участник сахалинских газо-нефтяных проектов. С момента основания предприятия большое внимание уделяется малой и возобновляемой энергетике с использованием местных ресурсов.

Концепция Локальных энергетических систем (ЛоЭС) уже была представлена [1, 2, 3, 11] как наиболее приемлемый и, возможно, единственный на ближайшие годы относительно рентабельный способ решения проблемы электроснабжения удаленных от централизованных энергосетей районов России посредством использования бесто-

пливных источников энергии наряду с ДГ и газопоршневыми ЭС. К настоящему времени достаточно полно разработаны основные принципы ЛоЭС, включая методику расчета экономических параметров планируемых проектов. Главным принципом является проектный подход к созданию локальной энергетике, как отрасли без искусственного выделения бестопливных источников из общего списка генерирующих мощностей, так как это может противоречить потребностям конечного пользователя.

Дефицит на фоне изобилия

Энергосистема России в отличие от европейских стран или, например, Украины, достаточно неоднородна. Если в Украине наблюдается общий дефицит электроэнергии, который в случае роста производства будет увеличиваться, то в России с ее природными запасами проблема совсем другая — большая доля площади страны на Севере и Востоке

просто не электрифицирована. Например, 50% территории такого региона, как Приморский край. Вывод о том, что сетей нет, потому что нет и не будет потребления, не совсем верен. Скорее, путают причину со следствием. Так, лесозаготовительные поселки являются в основном перспективными, но из-за отсутствия мощных источников энергии продают лес-кругляк, что крайне невыгодно — нужна продажа на экспорт хотя бы продукции первого передела.

Причиной такого положения дел является не только общая текущая нестабильность в стране. Отсутствует проектный подход, который в отличие от сметного [4], позволил бы соединить воедино все научные, технические, экономические, финансовые, экологические и социальные аспекты с тем, чтобы ясно определить действительный эффект от внедрения того или иного проекта в объявленном населенном пункте, районе. Что касается экономики, то использование методик калькулирования себестоимости аналогично тому, как это делается крупными производителями электроэнергии в мире, для данного случая неприменимо. В результате локальная энергетика, как отрасль, в России фактически отсутствует.

Ситуация в России и за рубежом

Экономически приемлемое решение проблемы электроснабжения территорий, не имеющих централизованных сетей в настоящее время не найдено. Дизельгенераторы, от которых снабжаются удаленные поселки, стоят относительно дешево, они надежны (ресурс до 40 – 50 тыс. часов) и имеют хорошие параметры выходного напряжения. Однако, затраты на топливо составляют львиную долю местных бюджетов, а запутанная система дотаций развращает. С другой стороны, к поселкам с потребляемой мощностью, даже с учетом развития $\approx 2 - 3$ МВт, отстоящим друг от друга на десятки и сотни километров, экономически невыгодно тянуть ЛЭП.

Предложений было много, в том числе и вполне экзотических. Атомная энергетика на Дальнем Востоке при условии тщательной проработки проектов — один из выходов. К настоящему времени реакторные блоки достаточно безопасны. Но это длительный процесс, учитывая, кроме всего, отрицание обществом идеи АЭС после Чернобыля и то, что дело упи-

рается в необходимость строительства сетей. Нами изучен опыт применения многих других энергетических установок. Но, например, казалось бы беспроигрышная идея строительства электростанций на древесных отходах (ЭСДО), которые в изобилии имеются в лесодобывающих районах, не получила полной поддержки. Эти отходы низкокалорийны и не сосредоточены в виде «месторождений». Требуется сложное несерийное оборудование, а также газ или мазут для поддержки горения. Не говоря уже о том, что это примитивное сжигание углеводородов. В Европе используют древесные отходы (ДО), но в основном для отопления, а не для получения электричества. Из большей части ДО изготавливают стройматериалы, которые продают, в частности и нам. Данные проекты являются довольно фондоемкими, особенно при мощности в единицы мегаватт.

Хотя плотинные ГЭС считаются экологически чистым источником энергии, они могут наносить существенный вред гидрофауне, особенно ощутимый на наших малых нерестовых реках. Гелиостанции — дорогое удовольствие, хотя они и почти не требуют обслуживания.

Казалось бы, проблема не может быть решена на коммерчески приемлемой основе в обозримом будущем...

В то же время, произошли кардинальные положительные изменения в мировой ветроэнергетике, малой гидроэнергетике и локальной энергетике вообще. Данные изменения настолько велики, что термины «нетрадиционная» и «альтернативная» в отношении, например, ветроэнергетики, как отдельной, ёмкой и прибыльной мировой отрасли, потеряли смысл 5 – 6 лет назад, и всё чаще используется термин non-fossil — «бестопливная». За последние 10 – 15 лет себестоимость электроэнергии от наиболее эффективных электростанций мегаваттного класса снизилась с \$0,16 до \$0,036. Несмотря на использование самых передовых и относительно дорогих материалов и систем, удельные капитальные вложения на 1 кВт установленной мощности сетевых ВЭС с асинхронными генераторами резко снизились с 3 000 USD в 1985 году до 1000 USD в настоящее время. Максимальная среднегодовая выработка ВЭС увеличилась с 20 до 25% от установленной мощности. Срок службы современ-

ных ВЭС — до 180 тыс. часов, что недостижимо для большинства энергоисточников [5]. Также в мире запущены в коммерческую эксплуатацию принципиально новые типы высоковольтных генераторов косвенной врезки с возбуждением от постоянных магнитов, которые еще более снижают себестоимость энергии и позволяют разрабатывать принципиально новые конструкции ВЭС, наплавных и деривационных МиниГЭС. Однако, данный прогресс почему-то остается незамеченным в России и до сих пор ведется непродуктивная полемика.

Принимая во внимание как положение дел в России, так и ситуацию в мире в целом, в результате проведенных в 2001 – 2004 гг. исследований в области аэрологии и гидрологии, экономики, электротехники, производства ДГ нового поколения, ВЭУ, МиниГЭС и др. сформулирована «Концепция локальных энергетических систем (ЛоЭС) для удаленных территорий России». В Приморье также создана целостная и самодостаточная структура для исполнения проектов локальной энергетики.

Концепция ЛоЭС

Проектный подход, используемый при создании концепции, отличается от макроэкономического подхода, основанного в том числе на аналогиях внедрения типичных генерирующих мощностей в рамках экономического поля страны, определяющего общие принципы формирования отраслей и проектов, но не дающего прозрачной и однозначной картины для конкретного заказчика. Осуществлялось также дистанцирование от сметного подхода, используемого и поныне при планировании проектов и программ различного рода. Последний строился на определении совокупности затрат в последовательности: государство, отрасль, ведомства, пользователь, и был присущ плановой экономике. В концепции ЛоЭС точкой отсчета является конкретный потребитель, для которого определены конечные потенциальные характеристики. Расчеты, проведенные для нескольких типичных по комплексу характеристик потребителей, после выявления их перспективности, являются основой для моделирования ситуации в конкретных районах и регионах. Только после этого делается вывод о применимости концепции, как таковой, а далее определяется область ее применения.

Предпосылки. Локальные системы еще 10 лет назад не могли иметь под собой достаточно реальной технико-экономической основы.

В техническом плане предпосылками являются: бурный научно-технический прогресс в области методов получения электроэнергии с использованием последних достижений в электротехнике, электронике и метеорологии, в основном в странах Европы; тщательное изучение данных технологий и аппликация их применительно к ситуации в удаленных районах (в лесозаготовительных поселках Приморского края, в частности).

В социально-политическом плане: постепенный поворот общественного мнения, как и позиции административных структур в сторону новых методов получения энергии; спад эйфории от использования топливных источников, как по причине ограниченности углеводородных запасов, так и по причине существенного загрязнения ими окружающей среды.

В экономическом плане переломным является момент уравнивания к 2000 – 2001 гг. себестоимости электроэнергии от ВЭС, МиниГЭС и традиционных источников в мире (за исключением схем сжигания с когенерацией).

Техническая основа.

Технической основой ЛоЭС являются:

топливные генерирующие мощности: дизельгенераторы (ДГ), газопоршневые (ГПЭС), электростанции на бытовых, в том числе древесных (ЭСДО) отходах и др.;

бестопливные источники: ветроэнергетические установки и станции (ВЭУ, ВЭС); Мини и микрогидроэлектростанции (МиниГЭС); станции, использующие энергию морских течений (ЭСМТ); приливные (ПЭС); геотермальные (ГТЭС) и др.;

местные линии электропередачи: воздушные, подземные, подводные напряжением 6 – 10 кВ, до 35 кВ.

Несмотря на малую инерционность, при работе на локальную нагрузку с большими перепадами потребляемой мощности при отсутствии стабильной сети, МиниГЭС прямой врезки допускают значительные флуктуации сетевой частоты ($\pm 2,5$ Hz; $\pm 5\%$) и нестабильность реактивных параметров, так как используют асинхронные либо асинхронизированные генераторы. Качество энергии не соответствует требованиям, предъявляемым

для ряда потребителей. Это касается и асинхронных генераторов ВЭС, работа которых при отсутствии стабильной сети также сопряжена с рядом трудностей. Данная проблема успешно решена европейскими производителями в гибридных системах ВЭС+ДГ, хотя и потребовала больших вложений капитала. Здесь опорой являются дизельгенератор, имеющий синхронный генератор, а также система тиристорно-управляемых балластных нагрузок. Управление по реактивной энергии осуществляется быстродействующим банком конденсаторов и специальными контроллерами. Гибридная система осуществляет электронный контроль сети 10 – 35 кВт в цепи потребителя, поэтому способна синхронизировать и стабилизировать другие генерирующие мощности локальной сети, включая МиниГЭС и даже имеющиеся ранее дизельгенераторы. Врезка других генерирующих мощностей рассматривается гибридной системой как снижение общего потребления по активной мощности, а реакция по другим параметрам – в зависимости от ситуации. Данный характер взаимодействия является основным техническим принципом концепции Локальных Энергетических Систем (ЛоЭС).

На рис.1 представлен график баланса мощностей одного из прорабатываемых нами проектов ЛоЭС (ДГ+МиниГЭС+ВЭС) гарантированной мощностью 600 кВт в зависимости от изменения метеоусловий в течение года. Установленная мощность системы составляет 1950 кВт, но наилучшие технико-экономические показатели проекта достигаются именно в представленном варианте. В частности, доля ДГ в общем балансе в этом случае может быть порядка 30% при приемлемых параметрах сети. Мощность дизельгенератора должна соответствовать общей потребности, чтобы обеспечить электроснабжение при штилях в зимний период.

НБ МиниГЭС. Для реализации в составе ЛоЭС предлагается совершенно новый тип наплавной МиниГЭС барабанного типа, которая не перекрывает русло, не препятствует перемещению гидрофауны, не требует редукторов. Конструкция стала возможной благодаря появлению на мировом рынке принципиально новых низкооборотных генераторов и соответствующей электроники.

Совместимость. ЛоЭС совместимы с любыми схемами энергообеспечения и являются единственным экономически оправданным способом энергоснабжения поселков,

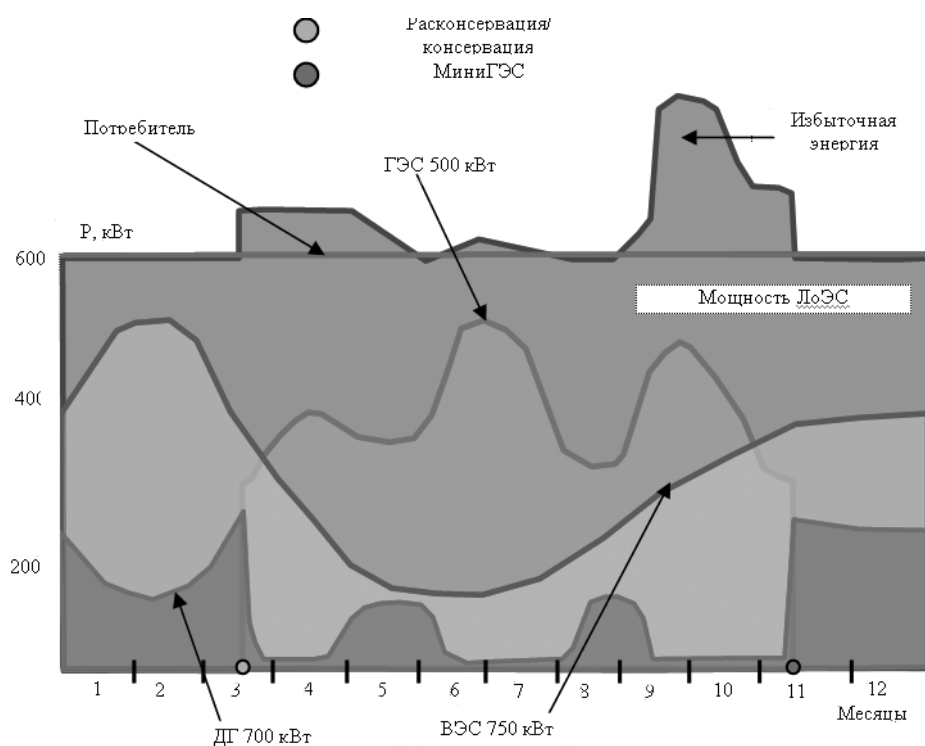


Рис. 1.

заповедников, лесничеств, баз отдыха и т.д., не имеющих централизованного электро-снабжения.

Они вписываются в сети на базе ранее установленных поселковых ДГ и органично вливаются в ЭЭС, если таковые будут протянуты к месту действия ЛоЭС впоследствии. В данном случае ДГ из состава ЛоЭС переводятся в резерв, а бестопливные источники (ВЭС, МиниГЭС...) продолжают работать с синхронизацией от сети. В данном случае можно подводить менее мощные ЛЭП, так как ЛоЭС разгружает сети.

Также ЛоЭС здесь выгодно развивать и далее, так как себестоимость от ВЭС и, особенно, от МиниГЭС заведомо ниже, чем от сетей. Результирующая себестоимость энергии в системе Сеть+ВЭС+МиниГЭС будет ниже, чем себестоимость ДГ+ВЭС+МиниГЭС. Другими словами, сети с их низкой себестоимостью замещают долю (например 30 – 40%) самого затратного элемента ЛоЭС – ДГ.

Экологичность. При наличии достаточных гидро- и ветроэнергетических ресурсов возможно сокращение среднегодовой доли ДГ в получаемой от ЛоЭС энергии до 30%, что резко сокращает выбросы в атмосферу. Предполагается установка современных дизелей с пониженной сажностью на малых нагрузках (системы Low Load Unit), оснащенных, к тому же, теплообменниками для выхлопных газов. Последние достижения в аэродинамике лопастей позволили избавиться от опасного для человека инфразвука частотой 5 – 7 Гц в середине 90-х годов. ВЭС мощностью 850 кВт с новейшими аэродинамическими профилями имеет приемлемый уровень «белого» шума 42 – 45 дБ·А на расстоянии 300 м от оси вращения [6]. В связи с возможностью установки ВЭС в Приморье на расстоянии более 700 м от мест, где постоянно находятся люди, проблема шума снимается.

МиниГЭС наплавного и деривационного типа с защищенным водозабором не нарушают гидрологический режим и не препятствуют перемещению гидрофауны. Не требуется масштабных вырубок леса под трассы ЛЭП, так как строятся только местные линии электропередачи, либо восстанавливаются существующие.

Модульность. Системы обладают технологической гибкостью. Количество и единичная

мощность составляющих может меняться для каждого проекта исходя из:

общей потребности в электроэнергии в месте установки;

перспектив развития района установки;

гидроэнергетической ситуации;

ветроэнергетической ситуации;

наличия запасов горючего топлива;

степени финансового обеспечения конкретного проекта.

Возможен вариант постепенного развития той или иной ЛоЭС. Например, строится базовый вариант со среднегодовой выработкой энергии порядка 5 – 6 млн. кВтч в год в объеме имеющегося на данный момент инвестирования. Далее, после освоения потребителями данной мощности и определения уточненных экономических характеристик базового варианта, может возникнуть инициатива расширения ЛоЭС со стороны структур, имеющих активность в данном районе. Удельные первоначальные затраты на расширение ЛоЭС ниже, чем базового проекта, в частности: электроника гибридной системы способна управлять как одной, так и несколькими ВЭС; частично или полностью будут использоваться существующие подъездные пути и сети; будет использован опыт эксплуатации; налажено постоянное взаимодействие с производителями в части обслуживания.

Мощностной ряд. Предполагается строительство ЛоЭС для диапазона потребителей с установленной мощностью от 400 кВт до 4 – 5 МВт (рис. 2). Для данного диапазона на сегодняшний день не существует другого сколько-нибудь коммерчески обоснованного решения электроснабжения удаленных территорий. ЛоЭС меньшей мощности менее рентабельны. ЛоЭС мощностью 100 кВт и менее скорее всего не будут рентабельными. Это связано с рядом факторов: с уменьшением мощности увеличивается удельная стоимость 1 кВт $P_{уст}$ как ВЭС, так и МиниГЭС; растут удельные затраты на согласование, ПИР, СМР и транспорт; меньшая высота оси ВЭС уменьшает выработку; система менее устойчива к колебаниям потребляемой мощности и т.д. При этом, ЛоЭС мощностью 100 – 300 кВт могут устанавливаться для решения социальных проблем на некоммерческой основе. Выше порога 5 МВт рентабельность ЛоЭС продолжает возрастать, но во многих случаях

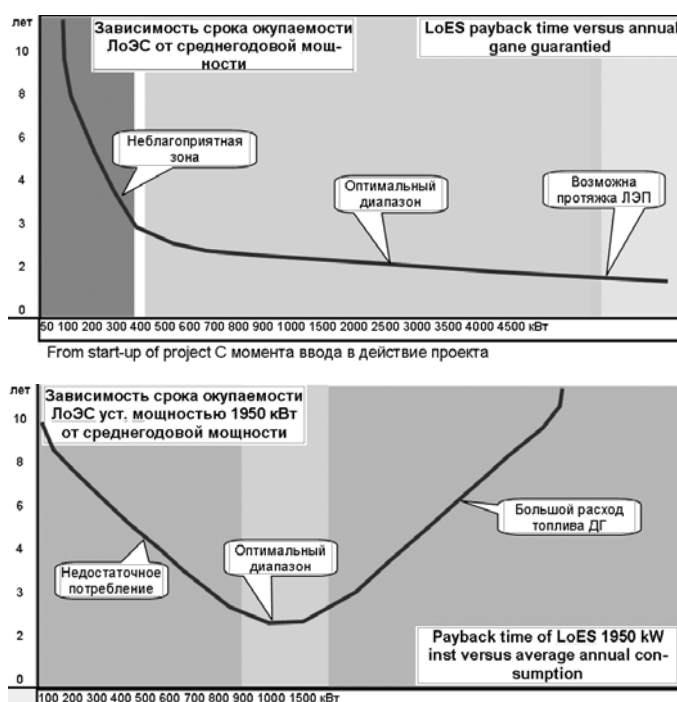


Рис. 2. Зависимости сроков окупаемости ЛоЭС. Базой является снабжение от ДГ

потребители такой мощности уже являются привлекательными для протяжки ЛЭП. Однако, как отмечалось ранее, бестопливные источники экономично вписываются в стабильные сети.

Гибкий тариф. В случае получения энергии от источников с различной конечной себестоимостью рационально использовать систему гибких тарифов на производимую электроэнергию. Суть заключается в следующем: текущий ежемесячный тариф устанавливается оперативно на основе данных баланса (доли) полученной электроэнергии от каждого из источников (ВЭС, ДГ, ГЭС...), приведенный к реальной себестоимости от каждого из источников. Такой подход стимулирует потребителей учитывать сезонность бестопливных источников (ВЭС, ГЭС) с целью смещения баланса максимального потребления в их сторону. Таким образом, в рамках ЛоЭС, вышедшей на определенные проектные экономические показатели, возможны дополнительная экономия дизтоплива и уменьшение сроков окупаемости.

Избыточная энергия. Проектам данного рода в связи с конечной мощностью потребителя, изолированностью системы, переменным характером внутреннего энергетического баланса свойственно генерирование избы-

точной энергии от бестопливных источников при благоприятных метеорологических условиях. Данная энергия может быть утилизирована дополнительными потребителями (отопление, опреснение и т.д.) по ситуации. Данный избыток не учитывается в общих экономических расчетах проектов гарантированной мощности. Возможность утилизации данной, условно бесплатной энергии, определяется в рамках тарифной политики собственника.

Природные ресурсы. Приморский край является идеальным местом для реализации проектов ЛоЭС. Разведанный гидроэнергетический потенциал края по результатам исследований НИИ Ленгидропроекта — не менее 100 МВт. «Золотым» порогом ветроэнергетики с точки зрения окупаемости считается среднегодовая скорость ветра 5 м/с. На восточном побережье края, как и в аномальной зоне района г. Владивосток, среднегодовая скорость ветра на высоте оси вращения мощной ВЭС составляет порядка 9 м/с. Например, среднегодовая мощность ветра в пос. Терней составляет около 2500 Вт/м² (мощность пропорциональна кубу скорости ветра). Имеется множество других привлекательных для развития ветроэнергетики мест.

Экономика

При создании Концепции ЛоЭС встала задача расчета основных технико-экономических, а в последствии и финансовых параметров конкретных локальных проектов для ряда мест, предполагаемых для последующей реализации, иначе концепция не имела бы логического завершения и полноты.

Каждый локальный проект несет в себе элементы отдельного предприятия: для его реализации необходимы НИР в некотором объеме, ТЭО, ПИР, разрешительные мероприятия, общестроительная часть, взаимодействие с иностранными производителями и таможенными органами и т.д. Другими словами перечень исполнительных функций для управляющей компании мало чем отличается от случая создания, например, крупной ТЭС или ГЭС.

Каждый проект ЛоЭС, даже небольшой (порядка 400 кВт $P_{уст.}$), имеющий в своем составе различные генерирующие мощности, представляет собой «РАО «ЕЭС» в миниатюре», как конечная генерирующая единица для определенного района. В связи с этим,

для собственника он должен иметь конечные, прозрачные и точные экономические показатели как законченная, самодостаточная финансовая система.

При исполнении предыдущего условия, в связи с малой стоимостью данных проектов, мы не можем проводить расчеты с привлечением большого количества финансистов, экономистов и бухгалтеров. Это позволительно для больших энергосистем. Возникает задача создания методики, воспользоваться средствами которой для расчета конкретного проекта ЛоЭС в состоянии 1 – 2 специалиста.

В связи с новизной темы локальной энергетики в России, методика расчетов должна иметь способность прогнозирования экономических параметров проектов любого состава. В том числе, трудности могут возникнуть с базой для расчетов прибыльности и сроков окупаемости — методика должна иметь возможность создания виртуального базового варианта для сравнения, например, для территории, где на момент внедрения проекта ЛоЭС энергоснабжение отсутствует как таковое: новые рудные разработки, строительство трасс углеводородных продуктов.

Программа должна легко учитывать блоки данных «со стороны»: сметные калькуляции, затратные ведомости и т.д. Должна иметь возможность для использования как при проработке проекта (уровень Бизнес-плана, ТЭО), так и при исполнении текущего проекта ЛоЭС (проектно-сметные функции).

Решение проблемы. В связи с довольно высокой трудоемкостью данных расчетов, а также особенностями проектов ЛоЭС, возникла необходимость и возможность создания прототипа довольно компактной компьютерной методики для этих целей. В дальнейшем методика была адаптирована для расчета ЛоЭС, имеющих в своем составе любые экономические и экологически обоснованные топливные и бестопливные генерирующие мощности, а также местные сети.

Данная программа, получившая название «Автоматизированная методика расчета технико-экономических параметров проектов Локальных Энергетических Систем ЛоЭС – Баланс» создана в течение 2002 – 2004 годов. Суть алгоритма заключается во внесении в единое поле расчетов обобщенных данных по многим объектам расчета:

подробные данные от заказчика (по разработанной для этих целей форме), касающиеся как возможного объема финансирования, так и характера потребления на данный момент и на перспективу;

базовый вариант для сравнения (обычно это имеющиеся ДГ и другие мощности). Исследуется текущая ситуация (финансовые документы) с прогнозированием экономических параметров на весь срок действия проекта.

параметры отдельных генерирующих мощностей, предлагаемых для включения в конкретную ЛоЭС: ДГ, ГПЭС, ВЭС, Мини-ГЭС и др.;

наличие природных ресурсов: гидро-, геотермальных, ветроэнергетических, термальных вод и др. для расчета среднегодового баланса мощностей в системе на базе предполагаемых мощностей оборудования.

Социальные и экологические аспекты

В общем случае ситуация в точке проработки должна соответствовать введенному для этих целей термину энергетический остров. За расчетную базу берется, в основном, существующая система электроснабжения, как правило, от ДГ. В свою очередь, каждый из входных блоков по отдельным источникам, включая базу и сети, учитывает как первоначальные затраты (включая сопутствующие таможенные расходы, разрешительные мероприятия и пр.), так и текущие эксплуатационные, в течение всего срока действия проекта (20 лет и более) с учетом полной амортизации поставки.

На основании этих данных формируется блок выходных технических параметров локальной системы: установленная мощность системы, среднегодовой баланс мощностей (в Европе используются термины Wind Penetration, Annual Gane Budgetary), среднегодовая мощность и процент использования установленной мощности, а также многие другие технические параметры, которые в дальнейшем концентрированно влияют на экономику проекта. Далее идет заключительная экономическая часть, где техническая сущность проекта увязывается с основными экономическими параметрами прорабатываемого (Бизнес – План, ТЭО) или строящегося (оперативная возможность контроля сметы экономистом управляющей компании) проекта.

Расчеты для конкретных проектов. Проведен ряд расчетов с использованием программы ЛоЭС – Баланс V 6.0: пос. Амгу Тернейского района Приморского края (1000 жителей), группа поселков Красный Яр Пожарского района (1300 жителей), остров Попова (850 жителей) и других территорий, не имеющих сетей. Так, один из нескольких вариантов проекта гибридной ЛоЭС для пос. Амгу имеет ориентировочно следующие показатели:

Параметр	Значение
Текущая себестоимость 1 кВт ч от ДГ	10,1 руб
Установленная мощность ВЭС (1 шт.)	750 кВт
Мощность 2-х адаптированных ДГ (200+500)	700 кВт
Замещаемая проектом мощность**	700 кВт
Среднегодовая выработка	6 135 000 кВтч
Стоимость проекта (Full-Turnkey)	2 159 000 EURO
Предполагаемый срок окупаемости с момента вложения капитала (с полной амортизацией поставки). База – снабжение только от ДГ.	3,63 лет*
Ежегодная экономия дизтоплива по сравнению с ДГ	937 тонн
Среднегодовой баланс ДГ/ВЭС, %	48,0,6/52,0
Срок исполнения подготовленного проекта	От 1 года
Срок службы проекта (Life Time)	20 лет

* уточняется по представлению полных финансовых документов по себестоимости от ДГ.

**наиболее рентабельный вариант использования установленной мощности

Затратная часть данного и других проектов определяется достаточно достоверно. Это же касается степени финансовой устойчивости проектов, если однозначно определена база для расчетов – текущая себестоимость электроэнергии от ДГ. Указанная себестоимость в пос. Амгу Тернейского района составляет не менее 10 руб. за 1 кВтч, а в поселках, куда топливо доставляется вертолетом — до 28 руб. Срок окупаемости проекта пос. Амгу с момента ввода в эксплуатацию при этом составляет порядка 2,33 года. Срок исполнения проекта ориентировочно 1,3 года при адекватном финансировании. Проекты, работающие на сеть, менее прибыльны из-за небольшой разницы между базовой себестоимостью электроэнергии от РАО «ЕЭС» и от ВЭС. Но они также рентабельны. С учетом тенденции к

росту энерготарифа в связи с реформой в рамках РАО «ЕЭС» срок окупаемости составит 5 – 7 лет с момента запуска без учета функций стабилизации и резервирования сетей. В качестве пилотных проектов предполагаются именно автономные гибридные ЛоЭС, как наиболее прибыльные.

В рамках ветродизельного проекта пос. Амгу оценка стоимости электроэнергии дает следующую картину:

Себестоимость электроэнергии (руб. за 1 кВтч)	Стандартная технология (энергетический баланс 50% ВЭС, 50% ДГ)	Технология, принятая к коммерческой эксплуатации с января 2003 года (баланс от 60% ВЭС, менее 40% ДГ)*
Себестоимость от существующих ДГ	10,1	10,1
Эксплуатационная себестоимость от ВЭС без учета ДГ (персонал, ремонт)	0,441	0,229
Полная себестоимость от ВЭС с амортизацией без учета ДГ	2,117	1,394
Полная себестоимость с учетом совместной работы с ДГ**	6,196	5,101

* возможна полная остановка дизеля и выработка до 70% от ВЭС

**не учтено резкое снижение эксплуатационных затрат для дизелей нового поколения

Таким образом, для обоих вариантов примерно в 2 раза уменьшается себестоимость даже при получении 50% более дорогой электроэнергии от ДГ. После внедрения ЛоЭС отпадает необходимость дотирования тарифа для коммерческих структур, резко сокращаются дотации для населения. Экономическая часть проекта Амгу довольно устойчива и даже при отрицательной динамике базового показателя себестоимости от существующих ДГ.

При меньшей базовой себестоимости относительный срок окупаемости увеличивается, но снижается результирующая себестоимость электроэнергии от ЛоЭС. Также, при низкой базовой себестоимости от ДГ, проекты ЛоЭС более надежны и покрывают значительно большую потребность в элект-

роэнергии, что является основой для получения вторичной прибыли от развития производства, оценка которой в рамках проектного подхода реальна.

Разработанный инструмент для оперативной оценки экономических параметров проектов данного рода, позволяет определять перспективу строительства ЛоЭС в той или иной точке, возможность использования тех или иных генерирующих мощностей в составе ЛоЭС, а также вести сопровождение строящегося проекта наряду с уже имеющимся программным обеспечением.

Объем внедрения

Общий объем внедрения ЛоЭС для удаленных районов Приморья в ближайшие годы может составлять более 200 МВт установленной мощности, с той или иной долей бестопливных источников. Здесь можно получать до 80 МВт среднегодовой мощности. При этом остается невыработанной значительная часть гидроресурсов (учитываются только не наносящие экологического урона), и ветровых ресурсов. ВЭС, работающие на сети предпочтительно в южных районах (основные генерирующие мощности расположены на севере и за пределами края) могут составить ориентировочно до 400 МВт установленной мощности (порядка 180 МВт среднегодовой или 20% общего потребления края). Это значительно разгрузит сети без снижения качества энергии [10].

Создание полигона локальной энергетики. Предлагается создание в Приморском крае Всероссийского полигона, выполняющего следующие функции:

продажа электроэнергии, вырабатываемой как сетевыми ВЭС в рамках полигона, так и автономными ЛоЭС;

научно-методическое обеспечение деятельности по разработке и внедрению локальных энергетических систем (ЛоЭС) на базе возобновляемых источников энергии;

внедрение экономичных, надежных и экологических энергоисточников для стабилизации потребления и создания долговременных условий развития промышленности и улучшения социально-экономической обстановки в удаленных районах края;

тиражирование технологий на Россию в целом;

стимулирование производства элементов ЛоЭС, начиная с простых, на территории России;

сертификационные функции полигона при содействии с ГТН и ФА по Энергетике. В Европе такие функции выполняют независимые компании, одновременно продающие энергию от испытываемых ВЭС.

Учебные цели.

В качестве пилотных проектов предлагаются (позиции на рис. 3).

1. Сети:

Ветропарки на юге Приморья общей мощностью 100 МВт (в перспективе 400 МВт) для разгрузки и резервирования сетей, уменьшения потерь, снижения себестоимости

Сетевые миниГЭС, включая сбросы водохранилищ Автономные ЛоЭС:

Установка 25 – 30 ЛоЭС мощностью 0,4 – 3 МВт в удаленных районах, не имеющих сетей. ДГ переносится в резерв и ЛоЭС прибыльно работают на сеть.

● ВЭС+ДГ
— ВЭС+ДГ+МиниГЭС

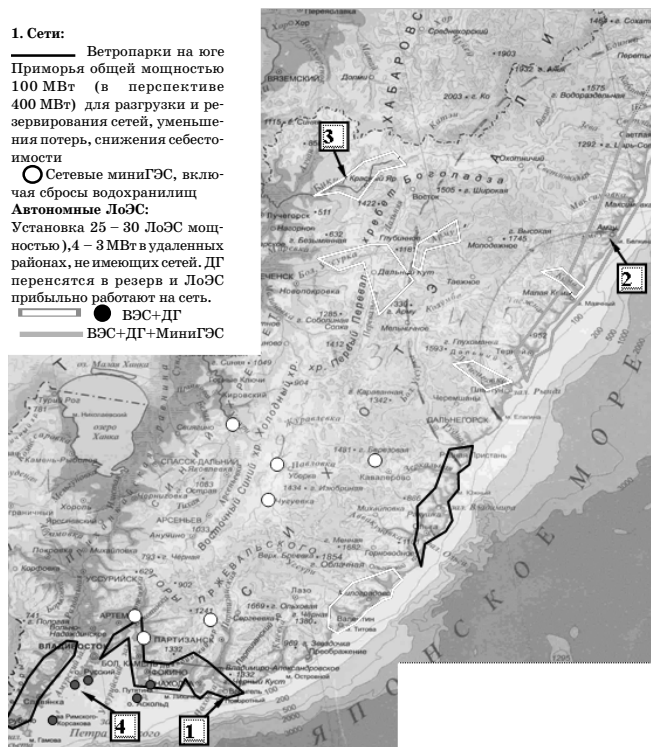


Рис. 3. Перспективы внедрения ЛоЭС в Приморском крае

1. Сетевой ветропарк на мысе Поворотный установленной мощностью 30 МВт (первая очередь — 6 МВт), где ветроэнергетическая ситуация тщательно изучена, есть потребитель (порт Восточный), велики потери на линиях при транспортировке электроэнергии, имеются квалифицированные кадры. Ориентировочная стоимость первой очереди 6 МВт — \$8,4 млн., всего проекта 30 МВт — \$ 42 млн.

2. ЛоЭС в пос. Амгу (ВЭС+ДГ), см. выше.

3. ЛоЭС для группы поселков Красный Яр (ВЭС+МиниГЭС+ДГ). Первоначальные затраты 2 660 000 Евро, установленная мощность 2 МВт, среднегодовая мощность 750 кВт, ориентировочный срок окупаемости 5,06 лет.

4. ЛоЭС на острове Попова (ВЭС+ДГ). Первоначальные затраты 5 052 000 Евро, установленная мощность 4,55 МВт, среднего-

довая мощность 1,5 МВт, ориентировочный срок окупаемости 3,5 лет.

5. Нами проработаны несколько точек для установки МиниГЭС, работающих на сети: Артемовский (925 кВт), Дачинский (92 кВт), Петровский (22 кВт), Кролевецкий (22,1 кВт) гидроузлы; сетевые МиниГЭС на реках.

6. Особое внимание уделяется внедрению новых моделей ВЭС. Так, в НИЦ «Виндэк», Москва, серийно выпускаются вентильные генераторы мощностью до 5 кВт, разработан довольно перспективный вентильный генератор для ВЭС мощностью до 30 кВт, который требует опытной эксплуатации, разработаны однолестные ВЭС гарантированного питания мощностью до 2 кВт, ведутся работы по вихревым роторным ВЭУ мощностью до 5 и 10 кВт. Приморскими учеными разработаны перспективные модели: роторная ВЭС морского базирования мегаваттного класса (проф. Чебоксаров); ВЭС с вертикальной осью на основе сил трения (проф. Кончаков), ВЭС с вертикальной осью оригинальной конструкции (В. Долгорук), область применения которых определена.

7. В функции полигона входит тестирование и эксплуатация любых локальных генерирующих мощностей, по комплексу показателей (экономическим, экологическим и пр.), соответствующих требованиям концепции. Это могут быть ЭС на древесных отходах, приливные ЭС, ЭС на морских течениях, ЭС на биомассе и т.п.

Полигон рассматривается как источник прибыли в последующем, а не как структура, существующая на средства бюджета. Любая ЛоЭС может существовать как в рамках полигона, так и быть выделена в отдельный законченный окупаемый проект с тем или иным способом инвестирования.

Отрасль или бессистемные попытки?

Причинами неудач проектов локальной энергетике в России являются:

отсутствие целостной концепции по развитию локальной энергетике, особенно для удаленных территорий;

отсутствие законодательной и нормативной баз со стороны государства. Соответствующие ФЦП не исполняются;

недостаточные финансовые возможности частных инвесторов;

при бюджетном финансировании навязывание исполнителям непродуктивных структур;

обрывочное финансирование, при котором находятся деньги на НИОКР, после освоения которых дальнейшее финансирование прекращается;

использование российских или подержанных европейских ВЭС. Это же касается в какой-то мере других источников энергии: МиниГЭС, ДГ.

в то же время при строительстве тех или иных локальных генерирующих мощностей (ВЭС, ГЭС) в России, зачастую, все начинается с фундаментальной проработки частного случая без учета мирового опыта;

отсутствие достоверной научно-технической информации, так как публикаций на русском языке практически нет. Это связано, в частности, с тем, что локальная энергетика в мире является довольно молодой отраслью.

Это порождает ряд проблем. Например, способ представления данных по ветровой обстановке Росгидромета не учитывал и не учитывает потребности ветроэнергетической отрасли. В ходу общая и строительная аэрология, тогда как нужно оперировать энергетической аэрологией.

Несмотря на наличие на российском рынке достаточно доработанных моделей микро-и МиниГЭС, необходимы работы по внедрению современной электроники для приведения эксплуатационных показателей к европейским стандартам. Необходимы проекты ГЭС с использованием новейших низкооборотных генераторов. Мы готовы выставить на них общие ТУ. Но, в связи с отсутствием на настоящий момент рынка сбыта и пилотным характером разработок, без помощи государства и здесь не обойтись.

Реализация проектов ЛоЭС частными инвесторами на данный момент затруднительна даже при наличии средств. Например, они могут столкнуться с затягиванием разрешительных мероприятий, что увеличит сроки реализации. Неординарной может быть ситуация с компенсацией затрат частному владельцу ЛоЭС администрацией из средств, которые направляются сейчас на дотирование тарифа из бюджетов. Хотя, для данной ситуации нами разработаны и предлагаются вполне реальные финансовые схемы. Только государство может урегулировать данные вопросы и продвинуть пилотные проекты ЛоЭС для того, чтобы в даль-

нейшем потенциальный инвестор оценил их характеристики и принял решение о финансировании.

В Европе на начальном этапе сыграли свою положительную роль именно государства: масштабированные госдотации не прекращались до тех пор, пока отрасль не вышла на самостоятельную прибыль.

В силу отставания отечественного производства не представляется, к сожалению, возможным использование российских ВЭУ, по крайней мере, для пилотных проектов. Это возможно при строительстве больших ветропарков, где присутствие доли российских ВЭС незначительно исказит экономику проектов и позволит российским предприятиям развивать это направление. Выходом из этого положения является покупка лицензий на производство ВЭС в России, лучше прототипных. И только государство может помочь наладить последовательно выпуск элементов ЛоЭС на базе современных технологий, а не посредством полукустарных попыток.

Исправление всех вышеперечисленных недостатков невозможно без системного подхода со стороны государства, без выделения локальной энергетики в отдельную отрасль.

Становление в России локальной энергетики как отрасли.

Кратко наши предложения выглядят следующим образом.

Для конкретного потребителя важны комплексные параметры системы: надежность, низкая себестоимость, экологичность независимо от базового источника. Ни одна автономная ВЭС или МиниГЭС мегаваттной мощности в мире неспособна адекватно работать без стабильного опорного источника — ДГ. Поэтому решение технических проблем в составе ЛоЭС и основано на смешанном использовании различных генерирующих мощностей.

В то же время, министерские структуры построены по совершенно другому, разделительному принципу. Это уже привело и приведет в дальнейшем к полной разобщенности, например, производителей и, особенно, пользователей ВЭС, МиниГЭС и ДГ, в то время как последние должны иметь общу-

ю систему управления и работать в одной системе. Это обуславливает необходимость такой структуры в ФА по Энергетике, которая отвечала бы за локальную энергетику как отрасль, не смешивая, однако, ее с большими генерирующими мощностями, работающими на стабильные сети. Сфера приложения этой отрасли — удаленные территории и точки со слабыми сетями, требующими подпора от распределенных источников в конечных точках сетей с единичными установленными мощностями порядка 10 МВт (рис. 2).

Термин «нетрадиционная энергетика» применительно, например, к ВЭС и МиниГЭС безнадежно устарел. В России 17 – 18% энергетики базируется на «традиционных» ГЭС, в то время как в Дании 10% — на ВЭС! Помещение термина в таком виде в титулы проектов соответствующих законов констатирует и предопределяет лишь безнадежную отсталость России. Этот термин применим для тех источников, которые в принципе способны генерировать энергию, но характеристики которых пока не прозрачны, опыта эксплуатации нет. Есть и другие предложения, связанные с терминологией и трактовками, которые в дальнейшем отразятся на эффективности законов.

Однако система формирования госструктур и законодательства в этой области мало связана с учетом мнения регионов и отдельных производителей и часто оторвана от потребителя. В целом, проектный подход, как и совершенствующийся рынок и дальнейшее улучшение общей ситуации в стране всё расставят на свои места. Вопрос: когда?

Что касается локальной энергетики как отрасли, здесь хотелось бы отметить следующее: у России с ее специфичной энергосистемой еще есть все шансы не быть в арьергарде мирового НТП как, например, в автомобилестроении или бытовой электронике, а занять достойное место, обеспечив к тому же энергообеспечение изолированных территорий с себестоимостью электроэнергии как минимум в 2 раза меньшей, чем от становящихся архаичными дизель-генераторов.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Солоницын А.Г. Ближайшие перспективы развития ветроэнергетической отрасли в Приморье. Доклад для Ассоциации «Северное Приморье», Владивосток. 2003. 2. Солоницын А.Г. Электроснабжение удаленных территорий России. Выход есть – ЛоЭС. Сборник

ДВО РИА. 2004. 3. Солоницын А.Г. Второе пришествие ветроэнергетики. Журнал «Наука и Жизнь». 2004. №3. 4. Фрадков М. Об «основных направлениях инновационной деятельности». /Коммерсант. 2004. №217. 5. Danish Wind Energy Assotiation (DWEA), Denmark, 2001-2004. 6. VESTAS Danish Wind Technology AB, Denmark. 2003. 7. Безруких П.П. Об экономической эффективности нетрадиционной энергетики. //Энергетическое строительство. №3. 1992. 8. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ области экономической эффективности ветродизельных электростанций. //Промышленная энергетика. №2.1999. 9. Старков А.Н., Ландберг Л., Безруких П.П. и др. Атлас ветров России. М.: 2000. 10. Солоницын А.Г. Ближайшие перспективы развития локальной энергетики как отрасли в Приморье. Доклад на заседании Ассоциации //Северное Приморье. Владивосток. 2003. 11. Солоницын А.Г. Концепция Локальных Энергетических Систем (ЛоЭС) для удаленных территорий России. НБ МиниГЭС в составе ЛоЭС. Стендовый доклад на конференции ISOPE-PACOMS и устный доклад на конференции ДальНИИС. Владивосток. 12-16 сентября. 2004.

ОРТОГОНАЛЬНЫЕ МНОГОЛОПАСТНЫЕ ВЕТРОАГРЕГАТЫ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Лятхер В.М., д.т.н. (ООО «Новая Энергетика»)

Ветроагрегаты с традиционной компоновкой получили широкое распространение во всем мире [1]. При современной высокой стоимости нефти себестоимость энергии, получаемой от крупных ветроэнергетических установок, оказалась достаточно низкой для того, чтобы при всех известных неблагоприятных особенностях энергии, даваемой ветряками, они стали строиться в больших количествах. Ветроэнергетический бум охватил все страны, кроме России. Между тем, в России в 80-е годы прошлого века Тушинским Машиностроительным Заводом (Москва) по документации ракетно-космической фирмы «Радуга» (Дубна) была создана и испытана в Калмыкии ветроустановка мощностью 1000 кВт, не уступавшая лучшим мировым образцам того времени, имеющим традиционную компоновку. В тот же период под руководством члена-корреспондента АН СССР Н.А. Малышева и автора по заданию ГКНТ были проведены обширные исследования, направленные на создание ортогональных ветроагрегатов с единичной мощностью 6 МВт с перспективой увеличения до 20 МВт и более. Это задание было выполнено [2, 3]. Разработаны новые решения, было начато освоение ветроэнергетического полигона в п. Дубки, где головные образцы новых конструкций должны были пройти испытания. В результате известных политических изменений централизованное финансирование работ по ветроэнергетике было прекращено. Однако, инициативные разработки продолжались и на базе результатов того периода были найдены новые решения, свободные от недостатков традиционных схем и позволяющие создавать эффективные ветроагрегаты большой мощности (Лятхер В.М., Патент России 2245456 от 27.01.05 с приоритетом от 22.05.02). Применение очень крупных машин целесообразно только в мощных электрических системах, способных сглаживать флуктуации мощности, поступающей от ветряка, в районах с сильными ветрами, где средняя скорость ветра превышает 6 – 7 м/с. На большей части территории России средние скорости меньше 6 м/с. В этих районах экономически более эффективными могут оказаться ветроагрегаты с единичной мощностью 1 – 2 (до 5) МВт. Именно такие ветроагрегаты рассматриваются в настоящей статье, хотя более крупные машины могут быть более эффективными в расчете на единицу мощности и выработки [4].

Предлагаемая ветроустановка предназначена для преобразования энергии ветра в электрическую энергию переменного тока в районах с умеренным и сильным ветром при положительных температурах воздуха. В районах, где возможны длительные отрицательные температуры воздуха, конструкция ветроустановки должна быть дополнена системами защиты ее элементов от обледенения и заноса снегом. Установка используется в составе электрической сети, включающей другие ге-

нерирующие источники значительно большей мощности. При надлежащем изменении конструкции генератора и системы автоматики установка может быть использована и в качестве автономной.

Компоновка ветроустановки является нетрадиционной. Рабочие лопасти аэродинамического профиля закрепляются вертикально и движутся в противоположных направлениях по кольцевым трассам, расположенным одна над другой, и связанным силами элект-

ромагнитного взаимодействия (рис.1). Идея установки состоит в использовании тянущей силы крыла, возникающей при его обтекании с углами атаки меньше критического, эффекта турбулентного перемешивания воздушных потоков, обеспечивающего восстановление энергии ветра на подходе к тыльному строю лопастей, эффекта взаимной компенсации крутящих моментов и поперечных сил, действующих на лопасти, движущиеся в противоположных направлениях, эффекта повышения экономичности электрического генератора при удвоении скорости пересечения магнитных полей индуктора и якоря асинхронного генератора. Указанные идеи, отраженные в конструкции агрегата, позволяют качественно повысить его экономическую эффективность и надежность.

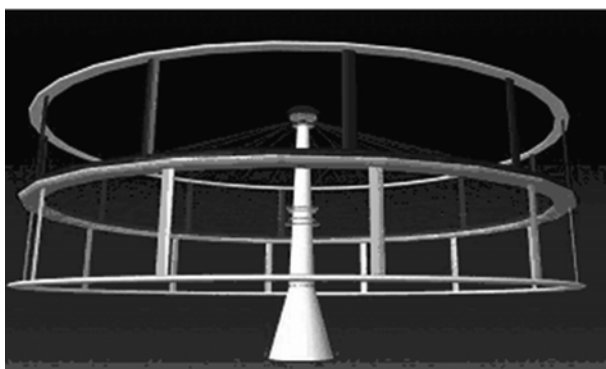


Рис. 1. Общий вид предлагаемой многолопастной ветроустановки ортогонального типа большей мощности

Ветроэнергетическая установка включает расположенные один над другим два кольцевых ротора 1 и 2 (рис. 2) в форме правильных многоугольников, на которых вертикально закреплены лопасти аэродинамического профиля 3 и 4, ориентированные в противоположных направлениях. Концы лопастей заделаны в легкий, прочный обод с хорошо обтекаемой формой поперечного сечения. Верхний кольцевой ротор 1, несущий индукторы линейного генератора 5, растяжками 6 связан с радиально-упорным подшипником 7, расположенным на верхней отметке центрального пилона 8. Нижний кольцевой ротор 2, несущий полосу 9 (рис. 3) из электропроводящего материала и магнитопровод 10, подвешен к верхнему кольцевому ротору 1 с помощью электромагнитов вертикального действия 11, обеспечивающих фиксированный зазор меж-

ду индукторами 5 и полосой 9, контролируемый специальными датчиками и колесами 12, оси которых закреплены на роторе 1, а рабочая поверхность катится по дорожке на роторе 2. В другом варианте контролирующие колеса на мягких пружинах располагаются под консолями ротора (рис. 3а). Кольцевой ротор 2 напряжен под действием горизонтальных растяжек 13, связывающих его с радиальным подшипником 14, закрепленным на центральном пилоне 8. Верхний кольцевой ротор 1 также напряжен субгоризонтальными тросами, идущими к радиально – упорному подшипнику, расположенному на центральном пилоне чуть выше радиального подшипника. Наклонные троса идут из каждого угла многоугольника верхнего ротора, горизонтальные и субгоризонтальные — только из углов тех элементов, на которых закреплены лопасти.

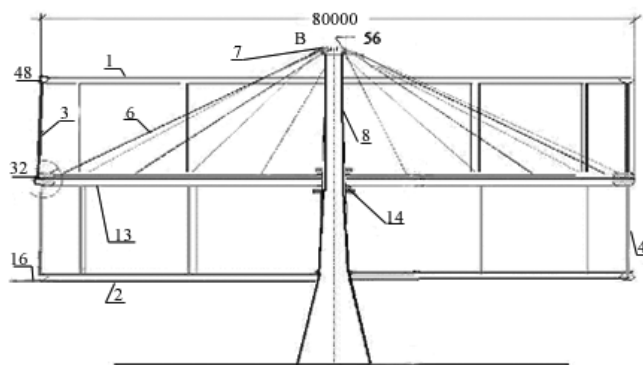


Рис. 2. Конструктивная схема ВЭУ. Вертикальный разрез по оси ветроустановки

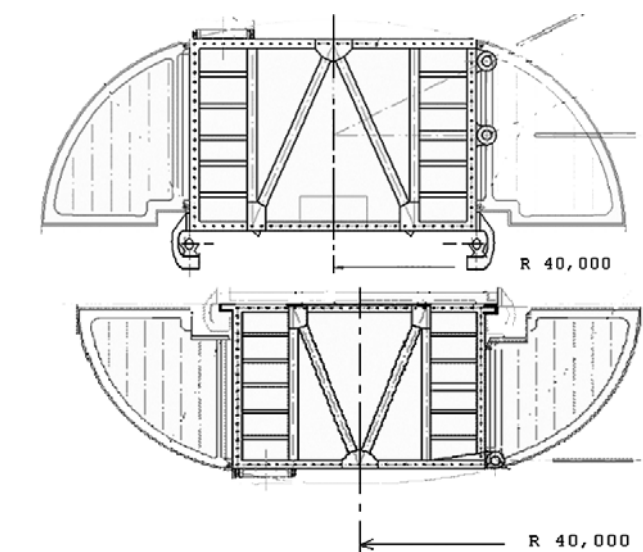


Рис. 3а. Вариант сопряжения верхнего и нижнего колец

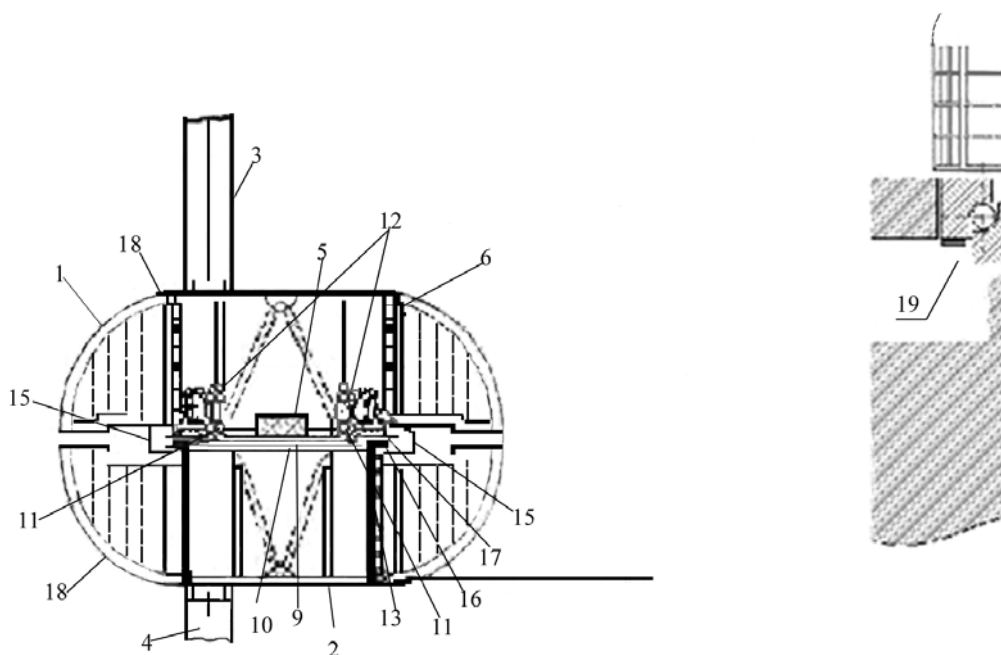


Рис. 3. Поперечный разрез по энергетическим элементам (кольцам) ветроустановки

Обозначения элементов, показанных на рис. 2 – 3: 1 — верхний кольцевой лопастной ротор (КЛР); 2 — нижний кольцевой лопастной ротор; 3 — вертикальные лопасти верхнего ротора, ориентированные для движения по часовой стрелке; 4 — вертикальные лопасти нижнего ротора, ориентированные для движения против часовой стрелки; 5 — индуктор линейного генератора; 6 — тросовые растяжки, связывающие верхний кольцевой ротор с радиально – упорным подшипником на вершине центрального пилона; 7 — радиально-упорный подшипник на центральном пилоне; 8 — центральный пилон; 9 — кольцевая пластина из электропроводящего материала, выполняющая функцию короткозамкнутого ротора линейного генератора; 10 — магнитопровод линейного генератора в составе конструкции нижнего кольцевого ротора; 11 — электромагниты вертикального действия; 12 — полиамидное колесо, фиксирующее зазор между индуктором и якорем (электропроводящей пластиной); 13 — горизонтальная растяжка, удерживающая нижний кольцевой ротор; 14 — радиальный подшипник; 15 — консоли верхнего ротора, несущие тормозные накладку; 16 — тормозные накладки, на которые ложится нижний ротор при отключении магнитной подвески; 17 — тормозная полка нижнего ротора; 18 — обтекатель аэродинамического профиля; 19 — стояночный (аварийный) тормоз.

Верхний ротор 1 снабжен Г – образными консолями 15, несущими тормозные накладки 16, на которые ложится тормозная полка 17 нижнего ротора 2 при отключении электромагнитов подвеса. Верхний и нижний роторы, а также примыкающие к ним участки растяжек защищены обтекателями аэродинамического профиля 18, причем верхний обтекатель в носовой части имеет вертикальный спуск, перекрывающий горизонтальную щель между обтекателями (на рисунке не показан).

Верхнее кольцо ротора 1, снабжено аэродинамическими тормозными щитками (на рисунке не показаны), открывающимися при превышении скорости движения роторов расчетных значений или по сигналу системы уп-

равления, контролирующей работу ветроустановки. На центральном пилоне в зоне радиально – упорного подшипника расположен механический стояночный тормоз, фиксирующий положение роторов неработающей ветроустановки и выполняющий также функции аварийного торможения.

Встречное вращение роторов освобождает центральный пилон от крутящего момента, развиваемого лопастями, и обеспечивает взаимную компенсацию поперечных сил, действующих на роторы, что снижает суммарную нагрузку на центральный пилон, уменьшает материалоемкость и повышает надежность ветроустановки.

На верхнем кольце расположены индукторы линейного (дугового) генератора, а на

нижнем кольце его короткозамкнутый ротор. Такое расположение оправдано тем, что в некоторых режимах возникает значительная сила притяжения между индуктором и ротором, разгружающая электромагниты подвески. Индукторы генератора, выполненные в виде отдельных блоков (рис. 4), были испытаны в натуральных условиях в Киевском СКБ линейных электродвигателей на специальном участке железной дороги длиной около километра. Индуктор укладывался на полотно дороги (на шпалы между рельсами) и включался в сеть переменного тока. Короткозамкнутый ротор в форме ферромагнитной полосы толщиной 12 мм, шириной 600 мм и проводящей алюминиевой полосы толщиной 4 мм такой же ширины подвешивался под железнодорожной платформой длиной 20 м, которая «протаскивалась» над индуктором с различной скоростью при зазоре $3 + 0,5$ мм. Результаты измерений напряжения и тока на клеммах генератора сравнивались с результатами расчетов по методике, широко применявшейся в КБ ЛЭД (г. Киев) при создании линейных электродвигателей разного назначения. Оказалось, что действующая методика расчета линейных двигателей позволяет уверенно прогнозировать энергетические характеристики линейных генераторов (рис. 5). К настоящему времени конструкция индукторов линейных генераторов усовершенствована и, по сообщению их разработчика Попкова В.С., они будут иметь вид просто кабеля, раскладываемого вдоль короткозамкнутого ротора.

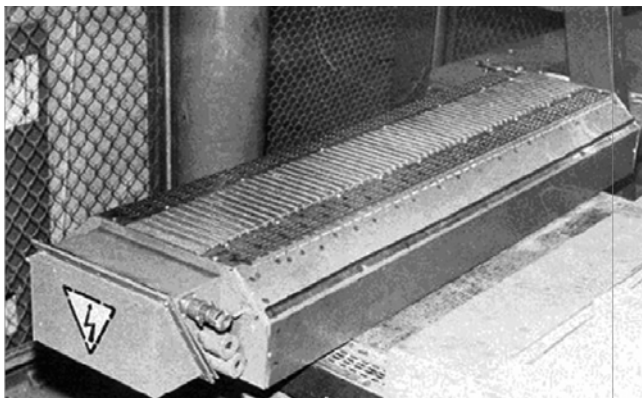


Рис. 4. Блок индуктора генератора мощностью 84 кВт при частоте 50 Гц и напряжении 660 В

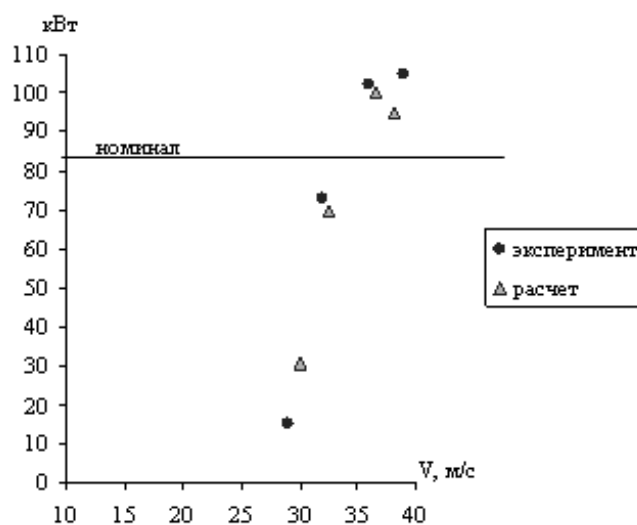


Рис. 5. Мощность блока индуктора генератора ЛАГ – 1 в зависимости от скорости ротора при частоте 50Гц и напряжении 660 В: 1 — эксперимент; 2 — расчет. Номинал достигается при относительной скорости индуктора и ротора около 33 м/с.

Блоки индукторов генератора в ветроустановке объединены силовыми электрическими кабелями, которые по оттяжкам выводятся на центральный пилон, где располагаются токоъемные кольца, обеспечивающие выдачу электрической мощности в сеть. Встречное вращение роторов, каждый из которых несет лопасти, ориентированные противоположным образом, обеспечивает высокие относительные скорости между индукторами линейного генератора и токопроводящей пластиной, что снижает массу индукторов и повышает экономичность установки. КПД генератора в номинальном режиме, по данным испытаний первых образцов, был не ниже 0,80. Современные изделия должны быть более эффективными. Габариты одного испытанного индуктора были 1430 x 420 x 175 мм, масса 220 кг, мощность при номинальной относительной скорости якоря и индуктора, равной 22,5 м/с, составляла 22 кВт при напряжении 380 В. Коэффициент мощности каждого модуля повышался до значения 0,988 с помощью 2 конденсаторов типа КЭК 2-0,8-80. Второй тип испытанных индукторов имел габариты 2800 x 660 x 250 мм, массу 830 кг. Каждый из этих индукторов при относительной скорости якоря и индуктора 33 м/с выдает мощность 84 кВт на напряжении 660 В.

Индукторы линейного генератора объединяются в блоки, имеющие разные номинальные относительные скорости движения якоря и работающие на электрическую сеть в определенном диапазоне изменения скорости ветра. Изменением шага обмотки статора можно изменять расчетную скорость относительного движения ротора и статора в широких пределах, добиваясь наибольшей выработки ветроагрегата при заданном режиме ветра. С повышением относительной скорости электромагнитных полей в генераторе до 50–100 м/с материалоемкость генератора уменьшается.

Объединение индукторов в блоки с разными номинальными скоростями якоря позволяет начинать использовать энергию ветра с относительно небольших значений скорости ветра и обеспечивает высокую энергетическую эффективность ветроустановки во всем значимом диапазоне изменений скорости ветра за счет оптимального выбора скорости вращения роторов (для каждого диапазона изменений скорости ветра).

Вертикально закрепленные лопасти имеют аэродинамический профиль *NACA 0024*, либо еще более эффективный несимметричный профиль *GAW-1* [5], имеющий относительную толщину 17%.

Концы лопастей объединены легкими кольцами аэродинамического профиля. Длина лопастей 16 м, хорда лопастей 3 м при количестве лопастей в каждом ярусе — 6. Диаметр трассы лопастей — 80 мм. Хорда лопасти направлена по касательной к окружности, описываемой аэродинамическим центром лопасти. Ориентировочная масса лопасти, изготавливаемой из пластика, — 16 кг/м². Таким образом, общая масса лопастей в одном ярусе 4,6 т. Общая масса лопастей на всей установке 9,2 т.

Аэродинамическая характеристика ротора ветроагрегата получена в результате расчетов и испытаний модели одной половины агрегата (верхней или нижней) в Сибирском филиале ВНИИГ (руководитель испытаний — к. т. н. Буханов В.В.), в гидравлическом напорном канале сечением 6 x 2,5 м² при скорости потока до 2,2 м/с. На модели диаметр трассы лопастей достигал 3,98 м, длина лопастей была 0,72 м или 0,485 м при

хорде 0,12 м и разных профилях, в том числе и наилучшем по аэродинамическому качеству профилю *GAW-1*.

Количество лопастей изменялось от 3 до 12. На модели были воспроизведены индукторы линейного генератора. Диаметр кольца с короткозамкнутым ротором был принят 2333 мм, диаметр трассы лопастей был больше за счет траверс, жестко закрепленных на кольце ротора. Лопасти располагались консольно (рис. 6). В предлагаемой оптимизированной конструкции концы лопастей объединены кольцом, что должно снизить концевые вихревые потери и повысить эффективность агрегата. Концы лопастей в основных опытах (при их длине 0,72 м) были удалены от ближайшей границы канала (от потолка канала) на половину длины лопасти. Опыт показал, что даже в испытанной, не оптимизированной схеме при 6 лопастях (затенение 0,22) эффективность ротора может превышать $C_p = 0,50$ при скорости лопастей, превышающей скорость ветра в 3,6 ÷ 3,8 раза (рис. 7.) [6]. В расчетах значения C_p для оптимизированных схем получались еще выше.



Рис. 6. Модель многолопастного ротора в гидравлическом канале

Мощность турбины P в зависимости от скорости набегающего потока U и линейной скорости лопастей V можно представить в двух формах:

$$P = C_p \rho U^3 A_t / 2, \quad (1)^*$$

$$(2)$$

Здесь $A_t = D H$ — площадь осевого сечения фигуры, ометаемой лопастями, (A_t) — площадь срединной (хордовой) поверхности рабочих лопастей, $\sigma = i b / D$ — затенение турбины, i — количество лопастей в одном ярусе,

* В статье [6] формула (1), имеющая там номер (13), и соответствующая ей первая из формул в (20) не по вине автора напечатаны с лишним символом σ . Здесь эти ошибки исправлены.

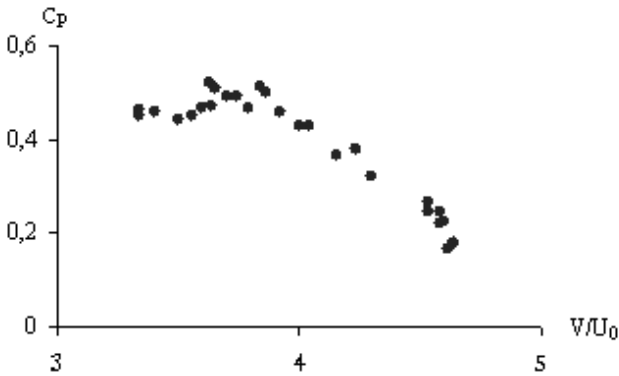


Рис. 7. Коэффициент эффективности ротора многолопастного ветроагрегата по данным испытаний в гидродинамической трубе. Диаметр ротора 3,34 м в канале шириной 6 м. Высота лопастей 0,72 м, хорда 0,12 м, затенение 0,22

b — хорда лопасти. Коэффициенты эффективности C_p и мощности C_N , зависящие от очертаний турбины и соотношения скоростей V/U , связаны тождеством

$$C_p = C_N (V/U)^3 \sigma \quad (3)$$

Коэффициент C_N для ортогональных тур-

бин, в широком диапазоне влияющих параметров, является линейной функцией относительной скорости потока (рис.8):

$$C_N = B(U/V - B_0) \text{ при } \quad (4)$$

Таким образом, энергетическая характеристика турбины приближенно может быть задана всего двумя параметрами B и B_0 . Параметр $1/B_0$ есть максимальная относительная скорость лопастей, достигаемая турбиной без торможения. На графиках рис. 8 параметр B_0 — это координата пересечения опытных прямых с осью абсцисс, параметр B — тангенс наклона этих прямых. При фиксированной скорости ветра параметр U/B_0 характеризует максимальную скорость вращения лопастей, до которой может разогнаться ротор без внешнего тормозного момента.

Максимальная мощность P_{max} будет при оптимальной скорости лопастей $V_{optimum}$

$$V_{optimum} = 2U/3B_0, \quad (5)$$

$$P_{max} = C_{P_{max}} \rho U^3 A_t / 2, \quad C_{P_{max}} = 4B\sigma / 27B_0^2. \quad (6)$$

Представленные на рис. 7 результаты получены в опытах с лопастями длиной 0,72 м

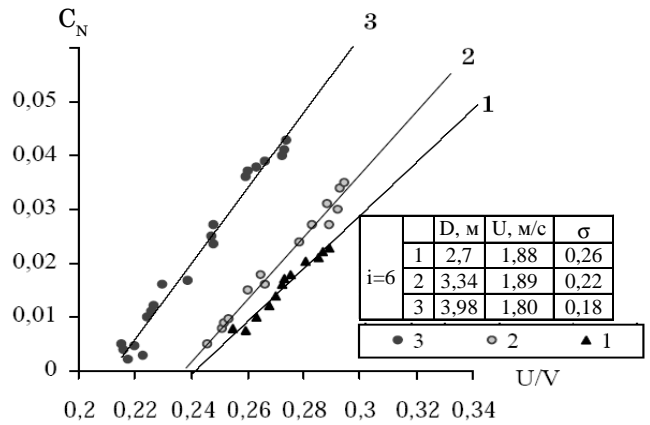
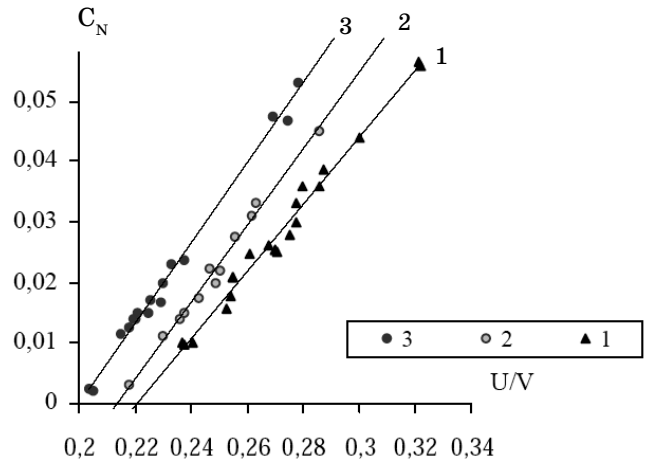


Рис. 8.

и профилем GAW-1 (выпуклая сторона наружу). Хорда лопасти была направлена по касательной к трассе гидродинамического центра профиля. Более высокая эффективность ротора наблюдалась при небольшом развороте носка лопасти наружу (до 2,5 градусов). Лопасты с симметричным профилем GAW-1 М показали относительно меньшую эффективность. Так как идея конструкции связана с восстановлением энергии потока перед тыльным строем лопастей за счет турбулентного обмена по вертикали, то большие ожидания были связаны с уменьшением длины лопастей с 0,72 м (длина консоли = 3 b) до 0,485 м (длина консоли = 2 b), что эквивалентно увеличению относительного диаметра ротора в 1,5 раза. Результат, однако, оказался отрицательным (рис.9) — эффективность ротора уменьшилась. Это может быть объяснено ухудшением аэродинамического качества слишком короткого

консольного крыла (срыв вихрей с концов лопастей). Для уменьшения этого эффекта в конструкции предлагаемого ветроагрегата концы лопастей будут объединены обтекаемыми ободами или закрыты поперечными траверсами. Большое влияние концевых эффектов и угла разворота лопастей было обнаружено при испытании обычных ортогональных машин, оптимизация конструкции которых позволила поднять эффективность ветроагрегата до $C_{Pmax} = 0,42$ при затенении $\sigma = 0,3$, $V_{opt} = 2,2U$, $B_0 = 0,256$.

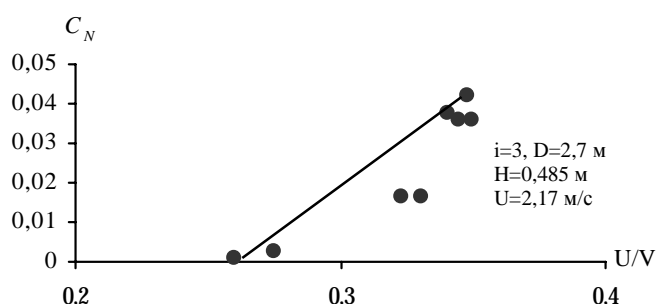


Рис. 9.

Мощность ветроротора для принятых габаритов в зависимости от скорости ветра U определяется по формуле:

$$P = C_p \rho U^3 DH / 2 = 1,6 C_p U^3 (\text{кВт}). \quad (7)$$

Коэффициент мощности C_p в зависимости от скорости ветра и скорости лопастей изменяется в широких пределах — от максимума до нуля. Поэтому формулой (7) удобно пользоваться только для оценки максимальных значений мощности, которая может быть снята с предлагаемого ветроагрегата при оптимальной скорости движения его лопастей V , изменяющейся в зависимости от скорости ветра. Для практических расчетов удобнее представить мощность ротора в ином виде:

$$P = C_N \rho V^3 i b H = 0,72 C_N V^3. \quad (8)$$

Разгонная частота вращения ротора

$$n_{max} = 60 U_0 / \pi D B_0 \text{ (об/мин)}. \quad (9)$$

Значение частоты вращения турбины n_{opt} , отвечающее ее максимальной мощности, составляет $2/3$ от разгонной частоты вращения (9):

$$n_{opt} = 2/3 n_{max} = 40 U / \pi D B_0 = 0,78 U \text{ (об/мин)}, \quad (10)$$

а величина максимальной мощности P_{max}

может быть записана в следующем виде для выбранных габаритов ротора:

$$(11)$$

По своим оптимизированным энергетическим характеристикам предлагаемая установка значительно превосходит лучшие мировые образцы, у которых номинальная мощность достигается при скорости ветра 13 – 14 м/сек и более (рис. 10). Ветроэнергетическая установка снабжена системой автоматического управления и контроля, включающей датчики скорости ветра, скорости вращения роторов, взаимного положения роторов, фазовой мощности, выработки, вибрации, систему анализа данных, выдачи команд управления и механизмы реализации команд.

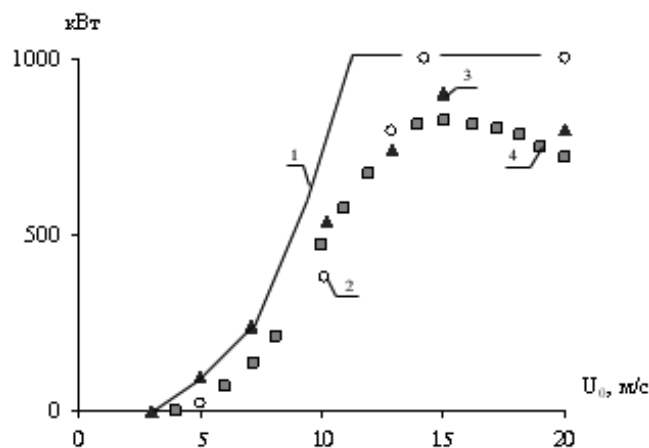


Рис. 10. Мощность оптимизированного ротора предлагаемого ветроагрегата (1) и паспортные данные ветроагрегатов с традиционной компоновкой (2 – 4): 2 – «Радуга-1», 3 – «NEG Micon», 4 – «Fuhrlander»

Верхний кольцевой ротор (рис. 11), несущий индукторы линейного генератора, растяжками связан с радиально – упорным подшипником, расположенным на вершине центрального пилона. Отметка подшипника на вершине пилона — 56 м.

Нижний кольцевой ротор, несущий кольцевую полосу из электропроводящего материала толщиной 3 мм и шириной 650 мм и магнитопровод толщиной 15 мм такой же ширины (рис. 12), подвешен к верхнему кольцевому ротору с помощью электромагнитов вертикального действия, обеспечивающих фиксированный зазор от 1 до 10

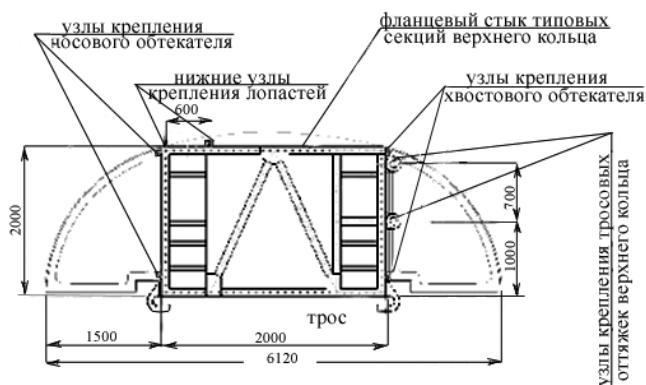


Рис. 11. Фрагменты конструкции верхнего кольцевого ротора

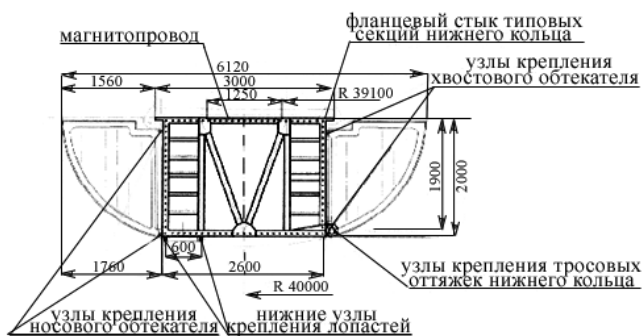


Рис. 12. Фрагменты конструкции нижнего кольцевого ротора

мм между индукторами и полосой, контролируемый специальными датчиками и авиационными колесами. Оси колес через амортизаторы с ограничителями закреплены на верхнем роторе, а сами колеса катятся по дорожке на нижнем роторе. Нижний кольцевой ротор напряжен под действием горизонтальных растяжек, связывающих его с радиальным подшипником, закрепленным на центральном пилоне (рис. 13).

Система обмоток индукторов предусматривает генерацию переменного трехфазного тока напряжением 0,4 кВ от первой группы индукторов общей мощностью около 400 кВт при скорости ветра до 8 м/с (скорость лопастей 21,6 м/с отвечает максимальной эффективности ротора при ветре 6 м/с), и 10 кВ от второй группы индукторов общей мощностью 1000 кВт при скорости лопастей до 40 м/с. Зазор между индуктором, расположенным на верхнем кольце и дюралюминиевой накладкой, играющей роль короткозамкнуто-

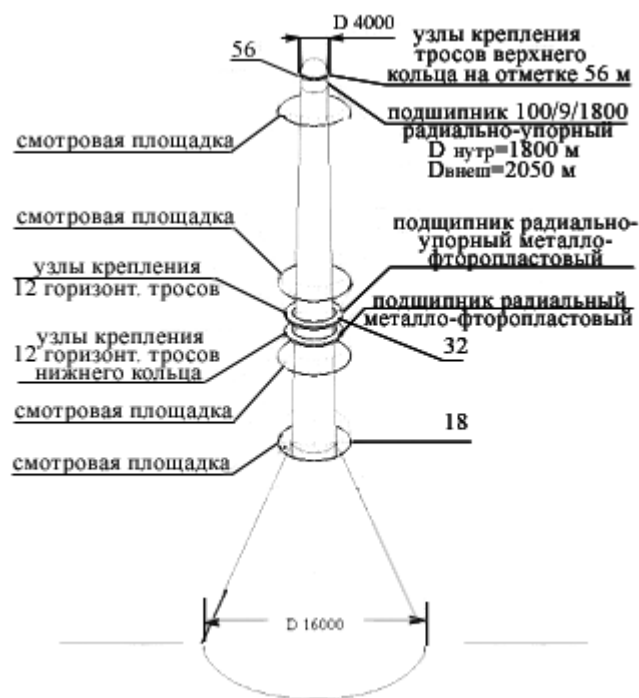


Рис. 13. Центральный пилон

го ротора и расположенной на нижнем кольце, — от 1 до 10 мм. Толщина дюралевой накладки 3 мм, ее ширина при кольцевом исполнении назначается с учетом прямой формы индуктора и возможных температурных деформаций кольца. Съем мощности осуществляется через пантографы, расположенные на центральном пилоне.

Наличие пантографа, хотя и работающего при малых относительных скоростях щеток, но все же требующего регулярного обслуживания, является недостатком описанной установки. В современном варианте от него удалось избавиться за счет применения линейного генератора с неподвижными индукторами двухстороннего действия. При этом и верхнее и нижнее кольца несут одинаковые короткозамкнутые роторы и стальные магнитопроводы. Между кольцами располагается неподвижное, разгруженное кольцо с индукторами и тормозной системой. С этого неподвижного кольца через центральный пилон и выводится генерируемая мощность.

Работает ветроустановка следующим образом. При скорости ветра 2,5 м/с по сигналу от датчика скорости ветра включаются электромагниты системы подвеса и отклю-

чается стояночный тормоз. Под действием ветра лопасти верхнего и нижнего ярусов ветроустановки начинают двигаться в противоположных направлениях и разгоняются ветром до скорости около 4 м/с. По сигналу датчика оборотов включаются первые симметрично расположенные индукторы из первой группы индукторов. При увеличении мощности свыше 100 кВт по сигналу датчика мощности постепенно (ступенями) включаются остальные индукторы, работающих на напряжении 0,4 кВ в сеть через повышающий трансформатор 0,4/10 кВ. При увеличении мощности свыше 400 кВт по сигналу датчика мощности производится отключение индукторов с напряжением 0,4 кВ и подключается группа индукторов с напряжением 10 кВ общей номинальной мощностью 500 кВт. При увеличении мощности свыше 600 кВт по сигналу датчика мощности подключается следующая группа индукторов и так дальше до общей мощности 1000 кВт. При снижении мощности отключение групп индукторов производится в обратном порядке. При мощности, большей 1000 кВт, соответствующей скорости движения роторов 40 м/с, по сигналу датчика скорости лопастей часть индукторов переводятся в режим электродинамического торможения, а в случае обрыва электрической сети включаются щитки аэродинамического торможения и, при необходимости, аварийный тормоз с приводом от резервной аккумуляторной батареи. Необходимые реактивные компенсаторы устанавливаются рядом с индукторами, внутри верхнего кольца. Аккумуляторные батареи вместе с выключателями и трансформатором располагаются в основании пилона. Защита лопастей от обмерзания осуществляется горячим воздухом, подаваемым в полости лопастей от индукторов генераторов и короткозамкнутого ротора.

Установка продолжает работать с номинальной мощностью до скорости ветра 30 м/с. При более сильных ветрах она останавливается. Расчетный буревой ветер определяется по действующим нормам для района строительства. Работающая установка проверяется на действие 9-балльного землетрясения на скальном грунте.

Вокруг установки выделяется и огораживается зона отчуждения в форме круга радиусом 115 м. Размер зоны определен по расчету разлета обломков ветроустановки при ее катастрофическом разрушении, например, в результате террористического акта.

Срок службы установки не менее 20 лет, гарантийный период — 3 года. Монтаж установки может осуществляться, например, следующим образом: изготавливается и устанавливается в центре площадки центральный пилон с лифтами и площадками обслуживания на отметках расположения подшипников; по окружности радиусом 33 м устраивается кольцевой монорельсовый путь для шеврового кабель-крана с высотой подъема груза до 22 м; по окружности радиусом 40 м устанавливаются подмости, на которых собирается нижний кольцевой ротор (без лопастей) и верхний кольцевой ротор с лопастями (в полном комплекте); на верхнем радиально-упорном подшипнике закрепляются лебедки, к которым подвешиваются троса от верхнего ротора; с помощью этих лебедок осуществляется подъем обоих роторов в сборе до отметок, позволяющих смонтировать нижний ярус крыльев (ориентировочно на 17 м); с помощью автокранов поднимаются и навешиваются на нижний ротор принадлежащие ему лопасти и нижнее кольцевое обрамление; устанавливаются троса, связывающие верхний и нижний роторы с подшипниками в средней части центрального пилона; с помощью ранее задействованных лебедок на верхнем подшипнике ротор в сборе поднимается до рабочей отметки, подключаются кабельные выводы генераторов к пантографам на пилоне, подключается внешняя электрическая сеть и внутренняя сеть постоянного тока, после чего установка готова к работе.

При необходимости капитального ремонта частичный демонтаж установки осуществляется в обратном порядке.

Профилактическая промывка лопастей осуществляется с помощью передвижной, раскладной люльки, размещаемой в верхнем кольцевом обрамлении лопастей и перемещающейся по этому обрамлению. Грузоподъемность люльки — 300 кг (2 человека и промывочные приспособления).

Предлагаемая установка имеет следующие преимущества перед другими известными схемами:

1. Встречное вращение роторов, каждый из которых несет лопасти, ориентированные противоположным образом, обеспечивает высокие относительные скорости между индукторами линейного генератора и токопроводящей пластиной, что снижает массу индукторов и повышает экономичность установки.

2. Встречное вращение роторов освобождает центральный пилон от крутящего момента, развиваемого лопастями, и обеспечивает взаимную компенсацию поперечных сил, действующих на роторы, что снижает суммарную нагрузку на центральный пилон, уменьшает материалоемкость и повышает надежность ветроустановки.

3. Объединение индукторов в блоки с разными номинальными скоростями якоря позволяет начинать использовать энергию ветра с относительно небольших значений скорости ветра и обеспечивает высокую энергетическую эффективность ветроустановки во всем значимом диапазоне изменений скорости ветра за счет оптимального выбора скорости вращения роторов для каждого диапазона изменений скорости ветра.

4. Удобное обслуживание подшипников, пантографов, компенсаторов с неподвижного пилона, удобное обслуживание индукторов генератора с верхнего кольца (при остановленной машине и выпущенной люльке, поднимающей рабочих с земли).

5. Одинаковые и не слишком большие скорости движения всех участков лопастей, отсутствие механически взаимодействующих узлов и вибраций, сравнительно медленное вращение роторов — все это обеспечивает низкий уровень шума (до 35 дБ на границе зоны отчуждения) и полную экологическую чистоту объекта.

6. Смотровая площадка на верху пилона с предупреждающим прожектором и проблесковым маяком будет представлять интерес для туристов. В целом, установка может украсить любой ландшафт.

Общая масса ветроустановки над фундаментом составляет около 130 т (130 кг/кВт).

Большую часть этой массы составляют строительные конструкции, не требующие

механической обработки (пилон, кольца). Их стоимость не должна превысить 2000 долларов за тонну. Стоимость монтажа не должна превысить 15% от стоимости оборудования. Ориентируясь на эти оценки, продажная цена ветроустановки при массовом производстве предварительно установлена в 500 долларов за кВт, включая все работы, кроме фундамента. Выработка энергии установкой определяется по заданному режиму ветра с использованием энергетической характеристики, показанной на рис. 9. Результаты расчетов для некоторых характерных точек России показаны в табл. 1. По этим данным на рис. 14 построена зависимость относительного времени t использования установленной мощности в зависимости от среднегодовой скорости ветра на высоте ротора в месте расположения ветроагрегата. Параметр t хорошо описывается линейной функцией

$$t = 0,075 (U - 2), \quad U > 2 \text{ м/с}. \quad (12)$$

Таблица 1

Средняя скорость ветра U , м/с	Стандарт вариации U' , м/с	Относительное время t
6,32	5,04	0,30
8,99	5,65	0,49
4,79	4,52	0,22
9,08	4,78	0,58
5,88	5,39	0,28
4,81	3,73	0,20
6,40	5,34	0,30
5,13	4,07	0,23
4,41	3,32	0,17
2,60	2,16	0,53

При известном t годовая выработка E (МВт·час) описанной машины мощностью 1000 кВт определяется по формуле:

$$E = 8760 t. \quad (13)$$

Используя формулу (13), можно подсчитать себестоимость энергии, получаемой от предлагаемой ветроустановки, учитывая, что затраты на ее эксплуатацию в автоматическом режиме работы на мощную электрическую сеть пренебрежимо малы.

Нетрудно увидеть, что эффективность ветроустановки оказывается достаточно высокой.

При незначительном изменении конструкции пилона в его фундаментной части и

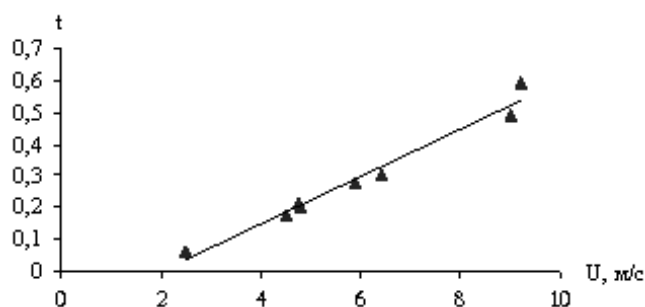


Рис. 14. Относительное время использования установленной мощности ветроагрегата в зависимости от среднегодовой скорости ветра на высоте генератора

небольших изменениях технологии монтажа предлагаемая ветроустановка может размещаться на водной поверхности. С учетом увеличения скорости ветра над водой экономическая эффективность ветроустановки может быть еще более высокой. Размеры установки, не имеющей консолей (кроме пилона), могут быть существенно увеличены, а ее мощность может быть доведена до 10 МВт и более [4].

Предлагаемые крупные ветроэнергетические установки сглаживают пульсации скорости ветра и, включенные в крупную энергосистему, могут участвовать в гарантированном покрытии графика нагрузок. При расчётах выработки со значительными интервалами сглаживания скорости ветра (месяц, год) фактические фазовые соотношения скоростей ветра в разных районах могут не учитываться. Для оценки среднего потока энергии это не имеет значения. Однако, для определения вариации суммарной мощности ветроагрегатов и оценки гарантированного минимума этой мощности указанные соотношения весьма важны. В табл. 2 представлены результаты вычисления коэффициентов корреляции между потоками энергии (мощностью) ветра в трёх пунктах, расположенных в Европейской части России, выполненные для зимних месяцев по ансамблям скоростей ветра, зафиксированных в одно и то же время. В диагональных клетках указаны средние (по ансамблям) и стандарты вариации потока

энергии, т.е. величины $\frac{\rho(U^3)}{2} / \frac{\rho(U^3)'}{2}$ (кВт/м²).

Таблица 2
Параметры потока энергии ветра в Москве, Мурманске, Нижнем Новгороде в фиксированные сроки суток

Пункт Наблюдения	Москва	Мурманск	Нижний Новгород
Москва	0,17/0,21	0,17	0,63
Мурманск	0,15/0,13	0,76/0,91	-0,03
Н. Новгород	0,4	0,70/0,88	0,25/0,41
	0,63	-0,22	0,19/0,36

Верхняя часть таблицы (выше диагонали) — 0 часов. Нижняя — 6 часов утра.

Как видно, коэффициенты корреляции достаточно малы и во многих случаях отрицательны. Это означает, что суммарная мощность ветровых электростанций, расположенных в удаленных районах и объединенных в систему, должна пульсировать существенно меньше, чем мощность отдельных станций. Например, если объединить потоки энергии ветра в рассматриваемых пунктах в 6:00 по Московскому времени, то среднее значение потока энергии ветра составило бы 0,34 кВт/м² при среднеквадратичном отклонении 0,32 кВт/м², т.е. коэффициент вариации примерно в 1,3 раза меньше, чем для одной станции.

Если усреднить потоки энергии, например, в 100 пунктах Европейской части России, то коэффициент вариации среднего потока энергии снизится примерно до 0,1 – 0,2. Это означает, что с обеспеченностью 90% гарантированная мощность составит 0,76 – 0,88 от средней мощности для соответствующего времени.

При возможности суточного осреднения мощности (например, за счёт аккумуляции энергии на гидростанциях или путем производства водорода) низкая корреляция между потоками энергии ветра в разных пунктах территории России сохраняется, коэффициент вариации среднего потока энергии становится ещё меньше, доля гарантированной мощности ещё выше.

Выводы

Предлагается ортогональная многолопастная ветроэнергетическая установка большой единичной мощности, отражающая ряд новых идей, обоснованных теоретически и экспериментально, позволяющих существенно повысить экономическую эффек-

тивность и экологическую чистоту ветроэлектрических станций. Ветроэлектростанции с агрегатами нового типа, расположенные на удаленных друг от друга площадках и объединенные в крупную систему, могут с достаточной надежностью обеспечивать покрытие определенной части энергетической нагрузки.

ЛИТЕРАТУРА: 1. *David A. Spera (Ed)*. Wind Turbine Technology. ASME Press. N Y. 1994. 2. *Малышев Н.А., Лятхер В.М.* Ветроэнергетические станции большой мощности. «Гидротехническое Строительство». № 12. М.: 1983. 3. *Малышев Н.А., Лятхер В.М. (ред.)* «Ветроэнергетические станции». Сб. научных трудов Гидропроекта. вып. 129. М.: 1988. 4. *Башилов А.С., Лятхер В.М., Молотков В.И., Шалимов А.С.* Ортогональные агрегаты большой мощности для преобразования энергии ветра, Труды международной Конференции, С.-Пб. 2003. 5. *McGhee R., Reasley W.* Low Speed Aerodynamic Characteristics of a 17-percent-thick Airfoil Section Designed for General Aviation Applications. NASA TN D — 7428. 1973. 6. *Лятхер В.М.* Приливные электростанции без напорного фронта. // Гидротехническое Строительство. №4. 2006.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОВЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Грибков С.В., к.т.н., НИЦ «ВИНДЭК»

В середине прошлого века в СССР одним из приоритетных направлений развития возобновляемой энергетики была ветроэнергетика. Рядом предприятий разрабатывались и серийно выпускались ветроэлектрические установки (ВЭУ), ветронасосы и ветродвигатели. С развитием большой энергетики и началом перестройки к этому оборудованию пропал интерес и его перестали производить. Прекратили свое существование и некогда ведущие НИИ, такие как Истринский ВЕТРОЭН и другие предприятия.

В наше время, когда вопросы доставки и экономии топлива, электрообеспечения районов с неразвитой централизованной сетью и необходимостью улучшения общей экологической обстановки приобретают все большее значение, вновь становится актуальным применение возобновляемых источников электрической и тепловой энергии. И, в первую очередь, среди них можно назвать ВЭУ.

Можно констатировать, что в России в настоящее время намечается повышенный интерес к ветроэнергетике больших мощностей. Был реализован ряд проектов, самым крупным из которых является ветропарк на Самбийском п-ве Балтики недалеко от пос. Куликово Зеленоградского р-на Калининградской области, состоящий из 21-ой ВЭУ с установленной мощностью 5,1 МВт. Там же, в р-не г.

Приморска, планируется сооружение на шельфе ветропарка мощностью 50 МВт. Уже не первый год в г. Элисте в опытной эксплуатации находятся две сетевые установки «Радуга-1» мощностью по 1 МВт каждая. Успешно эксплуатируются сетевые установки общей мощностью 2,2 МВт в Башкирии, на о-ве Беринга две ветродизельные установки по 250 кВт, четыре установки в Воркуте, десять установок на Чукотке и в Ленинградской области. Согласно Федеральной целевой программе «Энергоэффективная экономика» планируется до 2010 года сооружение в Поволжье, Оренбургской области, Дальнем Востоке, Краснодарском крае, Карелии, Якутии, северных районах, и др. более 650 ВЭУ с общей установленной мощностью более 200 МВт. Все это касается большой энергетики и сетевых станций.

Вместе с тем, существуют более простые проблемы — обеспечение питания базовых сотовых станций в горных, пустынных и северных регионах, электропитание домов и поселков, удаленных от ЛЭП, аэродромных огней, геологических экспедиций, пастбищ и других сельскохозяйственных объектов, отдаленных объектов военного и гражданского назначения, районов чрезвычайных ситуаций, электроснабжение оборудования газоперекачивающих станций, систем кор-

розионной защиты нефтегазопроводов и т.п. Все эти вопросы в ряде случаев можно успешно решить с помощью ВЭУ малой мощности.

Появившиеся в последние годы новые магнитные и полимерные материалы, достижения в областях аэродинамики, электромеханики, электроники и преобразовательной техники, автоматизированных системах управления и технологии позволили создать новое поколение ВЭУ.

Сформулируем требования, которые должны предъявляться к ВЭУ мощностью до 10 кВт, предназначенных для эксплуатации на территории России.

1. В силу того, что на 70% территории России средняя скорость ветра 4 м/с, ВЭУ должны иметь расчетную скорость не выше 7 – 8 м/с.

2. Вне зависимости от наличия ветра, автономные ВЭУ должны обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей энергии. Резервное электроснабжение обеспечивается с использованием аккумуляторных станций и резервных первичных источников электрической энергии: солнечных батарей и бензиновых или дизельных агрегатов малой мощности и превращаться, таким образом, в ветрокомплексы.

3. По экологическим нормам автономные ветрокомплексы и отдельные ВЭУ не должны создавать повышенный шум при регулировании ветроколеса.

4. Ветроустановки малой мощности, как в мобильном исполнении, так и в стационарном, должны иметь малую массу и габариты. Это обеспечивается применением быстроходных колес, что позволит уменьшить массу генератора и исключить мультипликатор.

5. Генератор ВЭУ должен иметь минимальный момент страгивания.

6. ВЭУ должны работать в широком диапазоне ветров в любых погодных условиях, что накладывает требования на исполнение генератора и необходимость применения регулирования частоты вращения ветроколеса одним из известных способов: изменением угла атаки лопастей, либо уходом ветроколеса от ветра.

7. Для обслуживания ветроустановок мощностью более 4 кВт необходим механический тормоз, т.к. электрическим способом затормозить ветроколесо довольно сложно.

Типовая структурная схема ветроэлектрического комплекса гарантированного электроснабжения мощностью до 10 кВт представлена на рис.1.

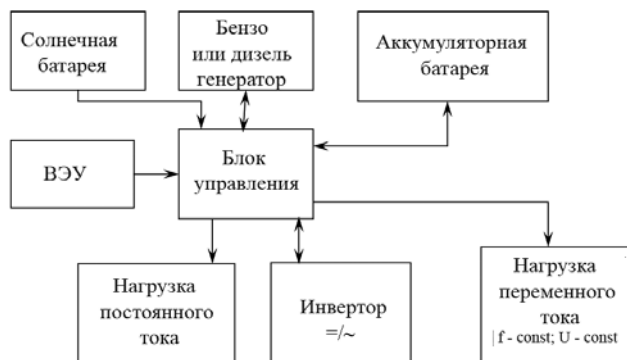


Рис. 1. Структурная схема двухканального ветроэлектрического комплекса гарантированного электроснабжения

Работает такая система следующим образом: ветроэлектрическая установка мощностью до 10 кВт через блок управления заряжает аккумуляторную станцию, состоящую из одного или нескольких самых обычных свинцово-кислотных автомобильных аккумуляторов, (например 6СТ – 190Т). К блоку управления подключается нагрузка постоянного тока, в качестве которой могут быть любые низковольтные электроприборы. Питание потребителей переменного тока, таких как холодильник, телевизор, электрические лампочки, электроинструмент и др., осуществляется через инвертор. Блок управления выполняет функции управляемого выпрямителя, контроллера заряда аккумуляторной батареи от перезаряда и глубокого разряда, а также осуществляет защиту от токов короткого замыкания по цепи нагрузки постоянного и переменного токов.

При наличии ветра ВЭУ начинает заряжать аккумуляторную батарею, при этом исключаются всплески и провалы напряжения на нагрузке при порывах и затишьях ветра. В ночное время, когда, как правило, ветер стихает, потребители питаются от аккумуляторной батареи. Емкость батареи с учетом мощности ВЭУ и нагрузки должна выбираться такой, чтобы обеспечить питание нагрузки в штилевой период (обычно от 1 до 7 дней). В качестве резервного источника в такой си-

стеме могут быть, как солнечная батарея, так и бензо- или дизель-генератор (в дальнейшем ДГ) соизмеримой мощности. В зависимости от степени автоматизации ДГ его запуск может производиться автоматически или вручную при разряде аккумуляторной батареи.

Можно отметить, что мощность нагрузки переменного тока в такой системе может быть больше мощности ВЭУ, и будет определяться мощностью инвертора. Длительность же питания нагрузки в штатный период определяется емкостью аккумуляторных батарей и степенью их заряда.

В случае, когда ВЭУ используется в основном для обогрева помещений и нагрева воды, целесообразно использовать более дешевую трехканальную схему построения системы электроснабжения, представленную на рис. 2. Эта система имеет более низкую стоимость за счет снижения требований к качеству энергии основного канала переменного тока нестабильной частоты. Мощность инвертора канала качественной энергии можно выбрать равной 1,0 – 1,5 кВт. Стоимость его значительно ниже, по сравнению с более мощным. Резервный ДГ включается, как и в первой системе, при разряде аккумуляторов, заряжает их и одновременно питает всю нагрузку переменного тока.

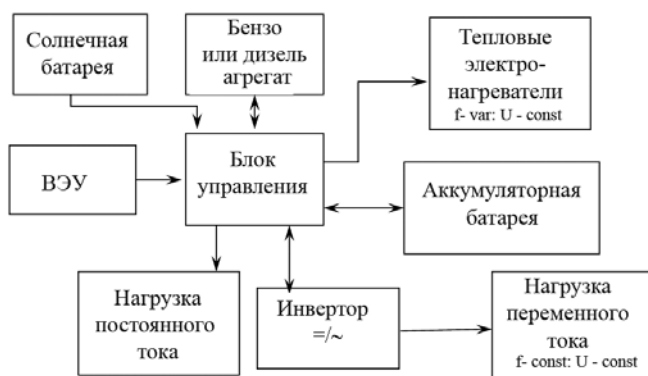


Рис. 2. Структурная схема трехканальной ветроэлектрической системы электроснабжения

По конструктивному исполнению ВЭУ бывают с горизонтально расположенной осью ветроколеса пропеллерного типа и с вертикальной осью вращения ветроколеса. Наибольшее распространение в настоящее время получили установки пропеллерного

типа. Такие установки состоят из ветроколеса, имеющего, как правило, 2 – 3 или более лопастей, генератора и системы ориентации на ветер – хвостового оперения, либо виндрозного механизма, состоящего из одного или двух небольших многолопастных ветроколес с червячным редуктором. Возможна и пассивная схема ориентации ветроколеса на ветер — при установке его за мачтой. Все эти элементы крепятся на специальной поворотной головке к неподвижной мачте. От генератора, приводимого во вращение ветроколесом, напряжение подается к токоъемному устройству и далее через кабель к блоку управления, либо непосредственно от генератора на кабель. Для того чтобы не было закручивания кабеля в последнем случае, обычно ставят ограничитель числа оборотов поворотной головки. Поворотная головка крепится к мачте. Мачта представляет собой обычно сплошную трубу диаметром от 45 до 110 мм, либо разбитую на отдельные секции длиной до 2 м, что определяется удобством транспортировки. Мачта может иметь и ферменную конструкцию. Крепление мачты осуществляется с помощью 3 – 4 тросовых растяжек. В зависимости от длины мачты, которая составляет, как правило, от 4 до 12 – 24 м, бывает от одного до четырех ярусов растяжек.

Что же предлагают наши российские предприятия потребителям? Рассмотрим продукцию только тех предприятий, которые составляют основу ветроэнергетической промышленности России, выпускающих в течение нескольких лет ВЭУ мощностью от 100 Вт до 20 кВт (табл.1) и определяющих тенденции развития ВЭУ малой мощности.

Ветроустановки мощностью до 5 кВт.

ВЭУ малой мощности по способу регулирования частоты вращения ветроколеса можно разделить на три группы.

Первая группа. Регулирование частоты вращения осуществляется выводом ветроколеса в горизонтальный косой поток за счет его перемещения с генератором вверх на угол до 90°.

Вторая группа. Регулирование производится уводом ветроколеса в вертикальный поток за счет перемещения оси ветроколеса с генератором в горизонтальной плоскости на угол до 90°. Это осуществляется за счет

Таблица 1

Характеристики отечественных ВЭУ малой мощности

№	Наименование ВЭУ	P _{вых.} , (кВт)	D _{вк.} , м	Число лопастей	U _{вых.} , В	H _{мач.} , м	V _{расч.} , м/с	V _{раб.} , м/с	Масса (кг)	Предприятие изготовитель, город
1	«УВЭ-100»	0,1	1,5	3	=12	4,0	10,0	3 25	40	ФГУП «Азимут», С.-Пб.
2	«ВЕТЭН-0,16»	0,16	1,6	3	=12 / ~220	3,5	11,0	3 25	58	ФГУП «РЗП», г. Рыбинск
3	«ВИНДЭК-02»	0,2	1,6	1	=12	6,0	9,0	3 50	30	«Агрегат-Привод», НИЦ «ВИНДЭК», М.
4	«ВА-250»	0,2	1,3	3	=12	2/4	11,0	3,5 50	15 б/м	ООО «Ветро-Свет», С.-Пб.
5	«М-250»	0,25	1,8	3	=12	6/9	8,5	3-25	22 б/м	ООО «Молинос»
6	«УВЭ-300/24-2,2»	0,3	2,2	3	=12/ =24	4,3	8,0	3 25	40	ГНЦ РФ ЦНИИ «Электроприбор», С.-Пб.
7	«УВЭ-500»	0,5	2,2	3	=12 / =24	4,5/9	11,0	3 25	40	ГНЦ РФ ЦНИИ «Электроприбор», С.-Пб.
8	«Форвард-05»	0,5	2,2	3	=24 ~220	5	8,5	3 25	30 б/м	ММЗ «Вперед», М.
9	«Шексна-1»	0,5	2,8	2	~220	8,0	7,0	3 30	175	ФГУП «РЗП», г. Рыбинск
10	«ВИНДЭК-05»	0,85	3,6	1	=24	8,0	8,0	3 50	85	«Агрегат-Привод», НИЦ «ВИНДЭК», М.
10	«ВА-900»	0,9	2,3	3	=24	2/4	12,0	3 50	30 б/м	ООО «Ветро-Свет», С.-Пб.
12	«ВИНДЭК-1»	1,50	3,6	1	=48	8,0	9,0	3 50	110	«Агрегат-Привод», НИЦ «ВИНДЭК», М.
13	«УВЭ-1000/220-3,3»	1,00	3,3	5	=24	8,0	10,0	3 25	250	ГНЦ РФ ЦНИИ «Электроприбор», С.-Пб.
14	«Сапсан-1»	1,00	3	3	=24	24,0	9,0	2,5 55	60 б/м	ООО «Сапсан-энергия ветра», М.
15	«SW-2»	2,0	4,5	3	~220/ ~110	12	9,1	3,5 25	270	ООО «Стройинжиниринг СМ», М.
16	«Сапсан -5»	1,0	3/3,8	3	=48	18	7,5/9,0	3 55	150 б/м	ООО «Сапсан-энергия ветра», М.
17	«ВЭУ-1500»	1,50	3,1	2	48/24/~220	7/12	9,0	3 25	45 б/м	ООО «СКБ Спецремтекс», М.
18	«ВЭУ - 5-4»	4,2	5	24	=24	9	10	4 25	1100	НПО «Ветростар», г. Екатеринбург
19	«Сапсан -5»	5	5	3	=48/~220	12-24	14	3,5 55	150 б/м	«Сапсан-энергия ветра», М
20	«ВИНДЭК-5»	5	5,5/ 7	1/2	48/96/~220	8/10/12	10/7	3 30	250	«Агрегат-Привод», НИЦ «ВИНДЭК», М.
21	«Бриз 5000»	5	4,2	3,00	=24/~220	13,5	15,0	2,5 50	120 б/м	НПО «Электросфера», С.-Пб.
22	«ВТН 8-8»	8	8,45	2	~230 ~400	12	9	4,5 25	900	ФГУП «РЗП», г. Рыбинск
23	«Радуга-008»	8	10	3	~220/~400	9,5	7,8	4,5 25	1700	ГМКБ «Радуга», г. Дубна
24	«SW-16»	16	9	3	~220/~400	18	10,6	3,5 25	2200	ООО «Стройинжиниринг СМ», М.
25	«ВЭУ-16/30»	16/30	12	3	~220/~ 380	10	8/10	5÷25	1400	НПО «Ветростар», г. Екатеринбург

смещения положения оси вращения ветроколеса относительно оси поворота ветроголовки.

Третья группа. Регулирование осуществляется изменением угла атаки лопастей специальным центробежным регулятором.

Лидерами отечественной ветроэнергетики, выпускающими ВЭУ, относящиеся к первой группе, являются Санкт – Петербургские предприятия ГНЦ РФ ЦНИИ «Электроприбор» и ФГУП «Азимут», которые в течение длительного времени выпускают работоспособные, дешевые ВЭУ «УВЭ – 100», «УВЭ – 200» мощностью 100 и 200 Вт и «УВЭ – 300/24 – 2,2», «УВЭ – 500» мощностью 300 и 500 Вт. Эти ВЭУ (рис.3) имеют трехлопастные ветроколеса с профилированными гнутыми дюралевыми лопастями, заполненными пористым наполнителем. ВЭУ комплектуются генераторами серии ГСПМ с ферритовыми магнитами Сарапульского электрогенераторного завода.



Рис. 3.

ВЭУ — «ВЕТЭН – 0,16» того же класса мощностью 160 Вт малыми партиями выпускает ФГУП «Рыбинский завод приборостроения» (рис.4). ВЭУ имеет трехлопастное колесо с композитными профилированными лопастями. В качестве генератора используется автомобильный генератор электромагнитного возбуждения со штатным полупроводниковым регулятором напряжения. ВЭУ продувалась в аэродинамической трубе Московского Комплекса (МК) ЦАГИ. Конструкция ВЭУ крайне удачна. При соответствующей модернизации может быть снижена расчетная скорость до 9 м/с.



Рис. 4

Примерно такую же конструкцию имеет и трехлопастная ВЭУ «Форвард-05» мощностью 0,5 кВт, разработанная и серийно выпускаемая ОАО ММЗ «Вперед» (рис. 5). ВЭУ имеет достаточно прочные дюралевые лопасти корытообразной формы, разработанные МК ЦАГИ, и оснащена магнитоэлектрическим генератором ВГ – 05(12)/650 – 03 серии «Виндэк». ВЭУ «Форвард – 05» испытывалась и доводилась в аэродинамической трубе МК ЦАГИ.



Рис. 5

Аналогичную конструкцию имеет и двухлопастная «ВЭУ – 02» московского предприятия ООО «СКБ Спецремтекс». Лопасти ВЭУ композитные, генератор магнитоэлектрический.

Ко второй группе относятся две ВЭУ: «М – 250» с заявленной мощностью 250 Вт Московского предприятия «Молинос» (рис. 6). «М – 250» имеет трехлопастное ветроколесо с цельнодюралевыми лопастями, изготовленными методом экструзии. Имеет магнитоэлектрический генератор с ферритовыми магнитами, мощность которого может быть существенно увеличена при незначительной конструктивной доработке. При некоторой доводке конструкция этой ВЭУ,

главным образом за счет изменения конструкции лопастей, может оказаться весьма перспективной.



Рис. 6

Санкт – Петербургское предприятие ООО «Ветро – Свет» выпускает ВЭУ «ВА – 250» (рис. 7) мощностью 200 Вт и «ВА – 900» мощностью 900 Вт. Лопасти ВЭУ композитные, быстроходные.



Рис. 7

По трехлопастной схеме изготовлены и ВЭУ «Сапсан – 05» и «Сапсан – 1» (рис.8) предприятия ООО «Сапсан – энергия ветра», расположенного на ветрополигоне в Московской области на 37 км Ленинградского шоссе под г. Зеленоград. Это, пожалуй, единственное место в Подмосковье, где можно увидеть в работе около десятка ВЭУ. ВЭУ «Сапсан» имеют нерегулируемое достаточно прочное ветроколесо, что позволяет полностью преобразовывать в зоне умеренных ветров энергию ветра в электрическую. В этих ВЭУ используются магнитоэлектрические генераторы, выпускаемые НИЦ «Виндэк».

Двухлопастные ВЭУ «Шексна – 1» мощностью 0,5 кВт (рис.9), выпускаемая ФГУП



Рис. 8

«Рыбинский завод приборостроения», и «ВЭУ – 1500» (рис.10) предприятия ООО «СКБ Спецремтекс» мощностью 1,5 кВт относятся к третьей группе ВЭУ. Они имеют центробежные регуляторы частоты вращения ветроколеса, ориентация на ветер осуществляется с помощью хвостового оперения. Эти установки имеют быстроходные двухлопастные ветроколеса. Лопасти «Шексны – 1» – цельнометаллические дюралевые. «ВЭУ – 1500» имеет композитные лопасти, стеклопластиковый обтекатель, прекрасный дизайн и, очевидно, может быть названа лучшей в классе ВЭУ малой мощности. ВЭУ «Шексна – 1» проходила испытания в аэродинамической трубе МК ЦАГИ, а «ВЭУ – 1500» на Истринском ветрополигоне ВИЭСХа.



Рис. 9

ГНЦ РФ ЦНИИ «Электроприбор» приступил к выпуску ВЭУ «УВЭ – 1000/220 – 3.3», имеющей 5 лопастей (рис. 11), что сделано для повышения пускового момента. ВЭУ оснащена магнитоэлектрическим генератором Саратовского электромеханического завода.



Рис. 10

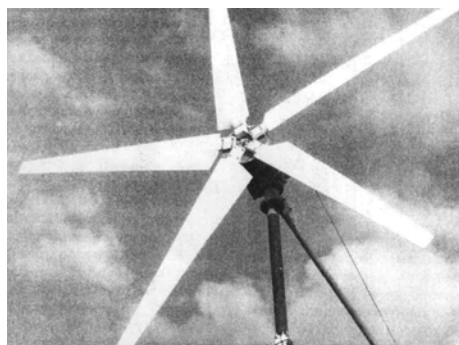


Рис. 11

Предприятие ГМКБ «Радуга» г. Дубна в течение длительного времени вело работы по созданию тихоходных ВЭУ «Радуга – 001» мощностью 1 – 2 кВт с малыми расчетными скоростями. На их базе предприятие ООО «Стройинжиниринг СМ» приступило к производству трехлопастных ВЭУ «SW – 2» (рис. 12) мощностью 2 кВт с максимальной мощностью нагрузки 5 кВт. ВЭУ оснащена трехлопастным ветроколесом с композитными лопастями, магнитоэлектрическим генератором. Частота вращения ветроколеса поддерживается центробежным регулятором и имеет расчетную скорость ветра 8,5 м/с. В отличие от всех рассмотренных ВЭУ у нее отсутствует хвостовое оперение, ветроколесо расположено за мачтой. ВЭУ проходила испытания на Истринском ветрополигоне ВИЭСХа.

Особо следует остановиться на ВЭУ, выпускаемых НИЦ «ВИНДЭК» совместно с за-



Рис. 12

водом «Агрегат-Привод». Все они, в отличие от всех ранее рассмотренных ВЭУ, имеют однолопастную конструкцию, частота вращения ветроколеса регулируется с помощью центробежного регулятора. Количество лопастей, как известно, не влияет на мощность ВЭУ, а введение шарнирного крепления лопасти позволило снять механические нагрузки в комлевой части лопасти, повысить надежность ее крепления, снизить влияние гироскопических моментов в месте крепления лопасти и обеспечить хорошие пусковые характеристики ветроколеса. Предприятие освоило целую гамму ВЭУ серии «ВИНДЭК» мощностью 0,2; 0,5; 1,0; 1,5 кВт (рис. 13 – 16). Все они оснащены композитными лопастями и магнитоэлектрическими генераторами обращенной конструкции серии «ВИНДЭК». ВЭУ мощностью 1 и 1,5 кВт могут использоваться в качестве источников гарантированного питания, работая вместе с резервным ДГ и солнечными батареями.



Рис. 13.



Рис. 14



Рис. 15



Рис. 16

2. Ветроустановки мощностью 5 – 20 кВт.

ВЭУ мощностью 4 – 5 кВт и более могут быть представлены: «ВЭУ – 5 – 4» НПК «Ветроток», г. Екатеринбург (рис.17), имеющей 24 лопастное тихоходное колесо, трехлопастными ВЭУ «БРИЗ 5000» мощностью 5 кВт предприятия «Электро – Сфера», г. Санкт – Петербург (рис.18) и ВЭУ «Сапсан – 5» (рис.19) предприятия ООО «Сапсан – энергия ветра».



Рис. 17

Автономная трехлопастная установка с высоким уровнем автоматизации мощностью 8 кВт «Радуга – 008» (рис. 20) освоена и выпускается под заказ ГМКБ «Радуга», г. Дубна. Эта станция по праву может быть названа лучшей отечественной восьмикватной станцией.



Рис. 18



Рис. 19

Единственным ее недостатком является высокая стоимость. На ее базе предприятие ООО «Стройинжиниринг СМ» в 2004 году начало выпуск ВЭУ «SW – 16» мощностью 16 кВт, и тем самым, удалось снизить удельную стоимость 1 кВт установленной мощности.

Опытные образцы двухлопастных установок мощностью 8 кВт «ВТН8 – 8» с мультипликатором изготовлены ФГУП «Рыбинский завод приборостроения» (рис. 21). ВЭУ имеет двухлопастное регулируемое центробежным механизмом колесо с деревянными лопастями и виндрозным механизмом. В качестве резервного источника ВЭУ имеет ДГ. Предприятие планирует в ближайшее время отказаться от мультипликатора, установив генератор с малой частотой вращения и лопасти, изготовленные ММЗ «Вперед», что позволит улучшить ее эксплуатационные характеристики. К сожалению, эти установки до сих пор не доведены до серийного изготовления.



Рис. 20



Рис. 21

Двухлопастные ВЭУ «ВТН – 8/10» мощностью 10 кВт (рис. 22) без мультипликатора с резервным ДГ Истринского филиала ВНИИЭМ успешно прошли испытания на Истринском ветрополигоне ВИЭСХа. Ветроколесо этих установок, как и у «SW – 2», расположено за башней.

Трехлопастная установка «ВЭУ – 16» (рис. 23) мощностью 16 кВт и ее модификация мощностью 30 кВт выпускается «под заказ» АО «Ветропарк» и ММЗ «ВПЕРЕД». Установки довольно технологичны в производстве за счет применения в них типовых автомобильных узлов и серийных судовых генераторов. Эти установки рассчитаны, прежде всего, для работы на тепловую нагрузку. Они имеют трехлопастное колесо, композитные лопасти, центробежный регулятор, виндрозный механизм.



Рис. 22



Рис. 23

Московское предприятие «Московские озонаторы» изготовило опытные установки ветро – дизельной станции «Жаворонок» (рис. 24) и приступило к их испытаниям и доводке конструкции для подготовки их к серийному выпуску. Эта мобильная установка многоцелевого применения легко может быть доставлена в любой энергокризисный район. Предприятие планирует изготовление ряда модификаций ВЭУ от самой простой комплектации до полностью автоматизированной станции.

Все рассмотренные ВЭУ, в силу отсутствия на них постоянного спроса, выпускаются малыми партиями и, как правило, «под заказ». Поэтому ко всем ВЭУ должно предъявляться самое главное требование — снижение себестоимости исходя из расчета, что стоимость 1 кВт установленной мощности базового комплекта ВЭУ не должна превышать



Рис. 24

1000 долл. США. Это требование очень сложно выполнить для ВЭУ малой мощности базовой комплектации до 2 – 5 кВт. Поэтому разработчикам необходимо искать новые технические, конструктивные и технологические решения, позволяющие снизить стоимость ВЭУ и достойно выйти на отечественный и зарубежные рынки ветроэнергетических систем.

В базовую комплектацию ВЭУ обычно входят: сама ветроэлектрическая установка с мачтой, элементами ее крепления и блок управления. В дополнительную комплектацию могут входить инверторы, аккумуляторные и солнечные батареи, системы управления бензо или ДГ, микро-ГЭС, системы синхронизации и др., что в конечном итоге, и определит стоимость автономного ветроэнергетического комплекса.

Многие рассмотренные установки могут иметь различные модификации, отличающиеся как функциональными возможностями, так и конструктивными особенностями: размером лопастей, размерами мачт; а также комплектацией резервного оборудования. Это позволяет адаптировать базовые комплекты ВЭУ как под конкретное место установки ВЭУ, так и под конкретного потребителя энергии, поэтому на стадии заключения договора на поставку ветроэнергетической системы электроснабжения, все эти вопросы должны быть приняты во внимание.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
В КАМЧАТСКОЙ ОБЛАСТИ РОССИИ

Лузин В.Е., Евдокименко А.С., Гаврилов П.А., ОАО «ДВЭУК», (г. Петропавловск-Камчатский), Николаев В.Г., к.т.н., НИЦ «АТМОГРАФ», (г. Москва)

Необходимыми условиями внедрения и эксплуатации энергетических источников новых типов, являются их большая энергетическая, экономическая и эксплуатационная эффективность по сравнению с альтернативными.

Особенно важным является соблюдение этого условия на начальном этапе развития отечественной ветроэнергетики в силу возникшего в 1990-е годы скепсиса после первых неудачных попыток ее развития (незавершенные и неэффективные проекты ветростанций в Элисте, Воркуте, Эстонии, пр.). Результатом этого явился возможно и объективно вынесенный, но неоправданно затянувшийся приговор: дорого, ненадежно, мелкомасштабно. Несмотря на почти двукратное за последние 8 – 10 лет снижение ценовых показателей зарубежных ВЭС и достижение ими коммерческой конкурентоспособности, самый большой в мире ветроэнергетический потенциал России, богатый опыт практической отечественной ветроэнергетики, лидировавшей в мире в 30 – 60-е годы XX века, внедрение ВЭУ происходит крайне медленно, в том числе по причине ненадежности методик технико-экономического обоснования российских ветроэнергетических проектов.

Энергетическая и экономическая эффективность ветроэлектрических станций (ВЭС) определяется двумя факторами — достаточным энергетическим потенциалом ветра (ВЭП) в месте установки ВЭС и техническими характеристиками ветроэнергетических установок (ВЭУ), наиболее подходящих в качестве базовых для ВЭС, оптимально использующих ветровые условия в месте установки.

В статье приведены результаты исследования ветроэнергетического потенциала (ВЭП) в местах возможного сооружения ветроэнергетических (ВЭС) и ветродизельных станций (ВДЭС) на территории Камчатской области и оценка ожидаемых значений среднегодовой и среднемесячных выработок ими электроэнергии для возможных базовых ВЭУ, суточных вариаций их мощности, вероятностей штормовых простоев и работы ВЭУ в различных рабочих диапазонах. Дана оценка экономичес-

кой эффективности в терминах стоимости 1 кВт·часа электроэнергии ВЭС, ожидаемых сроков окупаемости ВЭС, сэкономленного условного топлива, снижения выбросов CO₂ и на основе полученных результатов наиболее выгодного места расположения ВЭС и наиболее эффективных для данного места серийно выпускаемых ВЭУ.

Основные результаты проведенной работы, выполненной совместно специалистами ОАО «ДВЭУК» и Научно-информационного Центра «АТМОГРАФ»:

получены количественные характеристики ВЭП (среднемесячные функции распределения и скорости ветра, их высотные профили, сезонные и суточные вариации) приземного 100 метрового слоя атмосферы в заданных пунктах с учетом особенностей рельефа (с использованием максимально точных топологических карт), свойств подстилающей поверхности, наличия, расположения и размеров экранирующих ветер препятствий естественного и искусственного происхождения. Проведен анализ достаточности ВЭП для его эффективного использования;

получены оценки энергетической (в терминах среднемесячной и среднегодовой мощностей и выработок электроэнергии, вероятностей штормовых и буревых простоев и работы ВЭУ в различных диапазонах мощности) и экономической (в терминах себестоимости 1 кВт·часа электроэнергии, тонн сэкономленного условного топлива и уменьшения выбросов CO₂, ожидаемых сроков окупаемости) эффективности наиболее подходящих для условий Камчатки ЭС на базе серийно выпускаемых ВЭУ зарубежного и отечественного производства;

проведено сравнение эффективности ВЭУ и ВДЭС с другими альтернативными источниками энергии. Даны оценки экономического, экологического, социального и прочих эффектов от внедрения и использования ВЭС и ВДЭС в заданных местах территории Камчатской области;

даны рекомендации относительно выбора площадок и конфигурации для устанавливае-

мых ВЭУ в данном районе или месте для достижения максимальной энергетической и (или) экономической эффективности ВЭС и ВДЭС;

рассмотрены способы эффективного проведения ветровой разведки в местах с недостаточными или недостаточно надежными данными о ВЭП.

В работе использованы максимально полные для региона метео-климатические, технические, экономические данные и наиболее достоверные методики моделирования ВЭП энергетических и экономических показателей эффективности отдельных ВЭУ и ВЭС в целом.

Большой разброс оценок ВЭП в рассмотренных пунктах Камчатского региона, получаемых разными методиками не позволяет однозначно ответить на вопрос о целесообразности установки и эффективности использования ВЭС в том или ином месте рассматриваемого региона. В связи с этим, в работе проведен сравнительный анализ точности и выявления наиболее достоверных из используемых ныне методик прогноза ВЭП и энергетических показателей ВЭУ, а также их адаптации к специфике местных ветро-климатических условий.

Энергетическая эффективность двухкомпонентной системы ВЕТЕР – ВЭУ точнее всего определяется интегралом [1]:

$$P_{\text{ВЭУ}} = \int_{V_{\text{пуск}}}^{V_{\text{эф}}} P(V) f(V) dV \quad (1)$$

где: $P(V)$ — рабочая характеристика ВЭУ (зависимость мощности ВЭУ от скорости набегающего перпендикулярно плоскости ветроколеса ветра в м/с); $f(V)$ — функция плотности вероятности распределения ветра по скоростям; $V_{\text{пуск}}$, $V_{\text{бур}}$ и $V_{\text{ном}}$ — скорости ветра соответственно: пусковая (начало работы ВЭУ), буревая (остановка ВЭУ по штормовым условиям) и номинальная, при которой мощность ВЭУ достигает расчетной или номинальной.

Для проведенных оценок в работе использованы расчетные, представленные в каталогах рабочие характеристики ВЭУ $P(V)$, систематическая погрешность задания которых в сторону завышения, согласно практическому опыту, принята на уровне $\approx 10\%$ с учетом реальной турбулентности ветра и инерционности систем ориентации ВЭУ.

Функции плотности вероятности распределения ветра по скоростям $f(V)$ определяют по

вторяемость (чаще всего в %) скоростей ветра в различных градациях, и существенно зависят, как показано в работе, от региональных и местных особенностей ветра, рельефа и наличия экранирующих ветер препятствий, свойств подстилающей поверхности, высоты над поверхностью, времени года и пр. Функции $f(V)$ статистически моделировались согласно методикам, приведенным в [1], [2], [3] по эмпирическим данным о повторяемости скоростей ветра, полученным в ходе многолетних измерений ветра на сети метеорологических станций всего Камчатского региона.

При этом аппроксимация функции распределения с высоты флюгера на нужную высоту проводилась с использованием высотной аппроксимации скорости ветра в предположениях о независимости от высоты в приземном 100-метровом слое розы ветров и функции распределения.

Метод определения ветроэнергетических характеристик на рабочих высотах ВЭУ основан на предположении о логарифмическом вертикальном профиле скорости ветра в приземном слое атмосферы до высоты $H 50 \div 80$ м, которое обосновано теоретически и многократно подтверждено экспериментально [1], [2], [3]:

$$(2)$$

где: h — высота над уровнем земли; V_0 — характерные скорости на заданных высотах (в качестве которых обычно принимают высоту расположения флюгера $h_{\text{фл}}$ на метеорологических станциях $\approx 10 - 15$ м или высоту установки анемометра при ветровой разведке); z_0 — характерный размер шероховатости подстилающей поверхности в данном регионе в данное время года.

Параметры двухпараметрической функции (2) определялись для конкретного места по данным одновременных и достаточно длительных измерений скорости ветра на двух высотных уровнях: на уровне метеорологических (10 – 14 м) и аэрологических (100 м) измерений.

В работе были проведены методические исследования точности определения высотных профилей скорости ветра и функций распределения $f(V)$ по наиболее известным методикам.

Результаты анализа точности моделирования высотных профилей скорости ветра приведены в табл.1, где даны отличия модельных и экспериментальных среднегодовых скоростей ветра на репрезентативной для

Сравнение расчетных модельных данных скорости ветра на высоте 80 м с экспериментальными данными аэрологической станции Бухта Нагаева

* y_v рассчитана в % по относительным разностям среднемесячных скоростей

региона аэрологической станции Нагаево (по экспериментальным данным о скорости ветра на высоте 80 м на выбранном в качестве тестового уровне).

По критерию среднеквадратического отклонения данных моделей от данных многолетних наблюдений, определенного для каждой модели по 12-ти месяцам, наиболее точными оказываются модели семейства «Флюгер», построенные по метеорологическим данным на высоте флюгера (около 10 м) и аэрологическим данным на высоте 100 м. Погрешность определения скорости ветра на тестовой высоте 80 м не превышает 4 – 5% с 95% достоверностью.

Анализ точности моделирования известными методиками функций распределения скоростей ветра $f(V)$ показал, что эмпирико-статистические модели (табулированные функции Гринцевича [1]), использованные в данной работе, являются наиболее точными из известных.

Так, на примере моделирования по данным метеорологических и аэрологических наблюдений ветра в с. Никольское (о. Беринга) показано, что большие погрешности расчета удельной мощности ветра, даже с помощью наиболее авторитетных по своей точности аналитических распределений Вейбулла (датский метод [5]) обусловлены погрешностями моделирования как высотного профиля скорости, так и, в основном, погрешностями аппроксимации характерной для Камчатки реальной двухвершинной

функции распределения ветра по скоростям двухпараметрического (одновершинного) распределения Вейбулла.

Методика определения ВЭП и эффективности ВЭУ реализована в следующей последовательности:

Шаг 1: статистическое моделирование характерных для исследуемого региона сезонных функций распределения скорости с использованием всех известных метеорологических данных региона с учетом точности их измерения и компьютерных средств их обработки с помощью базы данных «ФЛЮГЕР», обеспечивающих точность определения $f(V)$ для средних скоростей в диапазоне от 6 до 10 м/с в пределах $\sigma_f \leq 5\%$.

Шаг 2: определение средних многолетних скоростей на высоте флюгера с использованием методов «очистки» или приведения данных каждой метеостанции к условиям ровной гладкой поверхности, обеспечивающих правомочность применения логарифмической модели для $V(h)$ и точность определения скорости на высоте флюгера $\sigma_v \sim 4 - 6\%$.

Шаг 3: построение логарифмической модели $V(h)$ с использованием определенных на втором шаге «очищенных» метеорологических данных и данных многолетнего зондирования скоростей ветра на высоте 100 м на ближайших аэрологических станциях, учитываемых с весовыми коэффициентами обратно пропорциональными удаленности станций от моделируемого пункта.

Шаг 4: построение на основе закона эллиптического распределения локальных логарифмических моделей вертикальных профилей скоростей и, соответственно, скоростей на высоте осей ветроколес ВЭУ для восьми стандартных направлений горизонта: С, СВ, В, ЮВ, Ю, ЮЗ, З, СЗ для ветров сухопутного типа с учетом данных о рельефе, свойствах подстилающей поверхности, и данных о волнении при моделировании ветров морского типа.

Шаг 5: использование полученных вертикальных профилей скоростей и функций распределения (шаг 1) для расчета удельной мощности ветра либо мощностей ВЭУ по формуле (1).

При статистическом моделировании характерных для исследуемого региона функций распределения ветра по скоростям $f(V)$ использовались все известные данные о повторяемости скоростей ветра по градациям на метеостанциях региона.

В расчетах использованы многолетние данные около тридцати репрезентативных метеорологических и шести аэрологических станций (Корф, Ключи, о. Беринга, Петропавловск-Камчатский, м. Васильева на о-ве Парамушир, Бухта Нагаева), расположенных на территории Камчатки и прилегающих к ней районов.

Анализ данных позволил выявить три региональные особенности функций распределения $f(V)$ в Камчатском регионе:

качественное и количественное сходство функций $f(V)$, соответствующих одинаковым средним скоростям ветра;

явно выраженный бимодальный (двухвершинный) характер с наличием второго максимума в скоростном интервале 14 – 18 м. В связи с этим использование для аппроксимации функции $f(V)$ распределения Вейбулла сопряжено с большими погрешностями, как показано выше на примере данных аэрологической станции Никольское (о. Беринга);

наличие их сезонной качественной изменчивости, не связанной с сезонными отличиями средних скоростей ветра. Так, при одинаковых средних месячных или сезонных скоростях ветра, выработки рассмотренных в качестве тестовых ВЭУ (VESTAS V-44 с номинальной мощностью 600 кВт) для разных сезонов могут отличаться на 7 – 12%.

В качестве критерия точности, примененного в данной работе метода, использованы сред-

неквадратические отклонения (СКВО) σ_w и $\sigma_{ВЭУ}$ средних месячных, сезонных и среднегодовых значений, соответственно, удельной мощности ветра и мощностей ВЭУ Vestas V-44 600 кВт, рассчитанных по данным о повторяемости скоростей ветра по градациям всех метеорологических станций Камчатского региона. Некоторые данные методических расчетов СКВО для оценки точности данного метода для Камчатского региона приведены в табл. 2.

Таблица 2
Зависимость точности метода определения мощности ВЭУ для камчатского региона от скорости ветра

V_{cp} , м/с	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
Среднегодовая мощность ВЭУ, кВт	104,5	141,1	192,6	238,3	284,9
Коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ, %	17,4	23,5	32,1	39,7	47,5
СКВО мощности ВЭУ V-44 σ_p , кВт	1,89	1,16	1,59	2,58	3,38
СКВО мощности ВЭУ V-44 σ_p , %	1,81	0,82	0,82	1,08	1,19
Точность определения мощности ВЭУ VESTAS V-44 600 кВт с 95 %-ной достоверностью, %	18,0	14,7	12,7	12,3	12,8

В табл. 3 показаны результаты сравнения точности определения мощности ВЭУ VESTAS V-44 различными известными методиками.

Наиболее достоверной для определения мощности ВЭУ в береговых зонах Камчатского региона (со средними сезонными скоростями более 6–7 м/с), оказывается, таким образом, адаптированная к местным ветроклиматическим и рельефным условиям методика «ФЛЮГЕР XXI», суммарная точность прогноза энергетической эффективности ВЭУ которой составляет 13 – 17%, что существенно (в 2 и более раз) точнее других известных ныне и рассмотренных в данной работе методик.

Указанная точность методики «ФЛЮГЕР XXI» достаточна для принятия решений о целесообразности разработки проектов ветродизельных станций в рассмотренных пунктах и позволяет избежать неоправданных временных и финансовых затрат на рекомендуемые зарубежными методиками полномасштабные (сроком от 1,5 до 2 лет и стоимостью десятки тысяч

Таблица 3
Точность известных методик при определении мощности ВЭУ VESTAS V-44 с 95 %-ной достоверностью, %

№	Методика	Аппроксимация распределения $f(v)$	Аппроксимация высотного профиля	Точность прогноза мощности ВЭУ V-44, % V = 5 м/с; 7 м/с; 9 м/с
1.	Универсальная модель	Любая из известных, соответств. данной скорости и высоте	$V(z) = V_{фл} \cdot (z/h_{фл})^m$ $m=1/7$ для суши $m=1/10$ для моря	81,8-61,2-54,1 55,8-41,6-36,8
2.	WASP	Функция Вейбулла	$V(z) = V_0 \cdot \ln(z/z_0)$	37,1-27,2-24,6
3.	ГГО, 1989	Г-функция	$V(z) = V_{фл} \cdot (z/h_{фл})^m$	83,4-62,8-55,1
4.	АО «ВИЭН»	Эмпирические повторяемости по данным ГМС	$V(z) = V_{фл} \cdot (z/z_{фл})^m$	65,7-49,3-43,4
5.	ФЛЮГЕР XXI, НИЦ «АТМОГРАФ»	Табулированные сезонные региональные функции Гринцевича	$V(z) = V_0 \cdot \ln(z/h_{фл})$	18,0-12,7-12,8

условных единиц) экспериментальные исследования ВЭП и подготовку ТЭО ВЭС и ВДЭС.

В работе проведено математическое моделирование и расчеты пространственно-временных распределений средних и вероятностных ветровых характеристик в приземном слое атмосферы (от 0 до 100 м) и на высотах 30 – 50 м, характерных для подходящих в рассмотренных пунктах современных ВЭУ среднего класса мощности (порядка 300 – 800 кВт). В состав рассчитанных характеристик входят: среднемесячные, средние сезонные и среднегодовые скорости и направления ветра, региональные сезонные функции Гринцевича, высотные распределения скорости и удельной мощности ветра, а также вероятности ветроэнергетических штилей в местах возможного сооружения ВЭС в районах близ Петропавловска-Камчатского, Усть-Камчатска, Ключей, Усть-Большерецка, Паланы, Октябрьского и Никольского (о. Беринга).

Обобщенные результаты расчетов средних сезонных и среднегодовых скоростей, направлений и удельных мощностей ветра на высоте 40 м приведены в табл. 4.

Таблица 4
Средние сезонные скорости ветра на оси ветроколеса ВЭУ VESTAS V-44 600 кВт

Пункт \ Сезон	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Петропавловск – Камчатский ¹⁾	7,51	6,09	4,14	5,94	5,92
Петропавловск – Камчатский ²⁾	8,17	6,10	3,95	6,11	6,10
Усть-Камчатск	6,37	6,06	5,58	6,31	6,09
Озерновский	7,34	6,50	4,86	6,74	6,36
Октябрьский	7,26	6,43	4,85	6,60	6,29
Ключи	5,65	6,00	5,62	6,14	5,85
Никольское (о. Беринга)	9,32	8,26	7,02	8,13	8,18

¹⁾ Расчет по средним для региона скоростям на уровне флюгера; ²⁾ Расчет по скорости станции-аналога Семлячки на уровне флюгера.

Характеристики ветра в приземном пограничном (100–300 м) слое в береговых районах Камчатки свидетельствуют о наличии достаточного для практического использования ВЭП. Средние скорости ветра в береговых зонах Камчатки на высоте 30 – 50 м имеют годовой ход с максимумом в зимний и минимумом в летний период года. Амплитуда годового хода в рассмотренных пунктах достигает 56% (Петропавловск-Камчатский). В материковых районах (Ключи) годовой ход выражен слабо с тенденцией увеличения в весенний и осенний период.

Направление ветров в береговых зонах также носит явно выраженный годовой ход. При этом, на восточном побережье Камчатского п-ва и на о. Беринга в зимний период преобладают ветра северо-восточного, северного, северо-западного направлений с суммарной повторяемостью до 80 – 85%, а в летний период — ветра южных и соседних с ним направлений с повторяемостью до 60–65%. На побережье Охотского моря в зимний период также преобладают ветра северного, соседних с ним и восточного направлений с суммарной повторяемостью до 80%, а в летний период – ветра южного, юго-западного и северного, северо-западного направлений с суммарной повторяемостью до 70 – 75%.

Полученные по данным метеорологических измерений на сети ГМС сезонные повторяемости ветра по грациям скорости $f(V)$ проявляют качественное и количественное сходство при одинаковых средних скоростях ветра. Ха-

рактрным отличием $f(V)$ в зимний и переходные периоды является двухвершинная форма распределения по скоростям с появлением явно выраженного второго максимума в диапазоне 14 – 17 м/с. В связи с этим, наиболее точные аппроксимации $f(V)$ дают полученные в работе региональные средние сезонные табулированные функции Гринцевича.

Ориентация береговой линии и наличие горного и предгорного рельефа, особенно на восточном побережье Камчатки, оказывают существенное влияние как на преобладающие направления ветра, так и на скоростной режим ветра и являются важнейшими факторами при выборе мест установки ВЭУ и их конфигурации в составе ветростанций.

Наличие реального среднегодового волнения в прибрежной зоне побережья Камчатки обуславливает наличие дополнительного трения ветра о водную поверхность с соответствующей указанному волнению эффективной шероховатостью $z_0 \approx 0,01 - 0,02$. Согласно проведенным оценкам с учетом средних статистических характеристик волнения в прибрежной зоне Камчатки эффект волнового торможения может уменьшать скорость ветра на высоте 40 м на величину $\approx 0,15 - 0,25$ м/с (на 2,5 – 3,5% по сравнению с гладкой, соответствующей штилю морской поверхностью).

Показатели эффективности ВЭУ, необходимые для оценки перспективности их использования для данного потребителя, определенные в настоящей работе, приведены в табл. 5.

Таблица 5

Показатели энергетической эффективности базовых ВЭУ для ВЭС и ВДЭС	
1	Номинальная мощность, кВт
2	Ресурсы ЭУ: до капитального ремонта и полный, в часах или годах
3	Средние месячные и годовой коэффициенты использования номинальной мощности в % или число часов работы ЭУ с номинальной мощностью в час
4	Месячные, сезонные и годовая выработки энергии, кВт*час
5	Соответствие выработки энергии ЭУ суточным и годовым графикам потребления
6	Выработка энергии на единицу топлива, кВт*час/кг
7	Среднемесячный и годовой расход топлива, т
8	Соответствие ГОСТам частоты и напряжения вырабатываемой электроэнергии
9	Наработка на отказ и статистика частоты и длительности перебоев в работе

* Данные исследования 2002 г.

** В составе этой ветродизельной станции были использованы 3 ВЭУ Enercon E-30.

При выборе уровня мощности ВЭУ в системе ветродизельных электростанций в рассмотренных пунктах следует иметь в виду данные о мировой практике строительства автономных ВДЭС сопоставимой мощности (1–10 МВт)* (табл. 6).

Таблица 6

Месторасположение ВДЭС	Потребление элект. энергии (МВт*ч)	Нагрузка (МВт)	Установленная мощность (МВт)		Выработанная электроэнергия (МВт*ч/год)	
			ДЭС	ВЭС	ДЭС	ВЭС
Insel Sal (Cape Verde)	10,120	1,2-2,1	4	0,6 (2-0,3)	8,680 (86%)	1,440 (14 %)
Insel Miquelon (Франция)	5,750		4,2	0,6 (10-0,06)	4,050 (70%)	1,700 (30%)
Insel San Clement (США)	7,618	0,5-1,35	2,95	0,68 (3-0,225)	6,631 (90%)	786 (10 %)
Insel King (Австралия)		0,85-2,7	4,8	0,75 (3-0,25)	~ 80 %	~ 20 %
Insel Thursday (Австралия)		1,3-3,3	6,4	0,45 (2-0,225)	~ 92 %	~ 8 %
Denham (Австралия)			1,97	0,69 (3-0,33)	~ 60 %	~ 40 %

Приведенные данные подтверждают факт отсутствия большого опыта строительства достаточно мощных ВДЭС, во-первых, в условиях арктического климата (Известные ветродизельные системы, сопоставимые по размерам и эксплуатируемые в арктическом климате (на Аляске): Selawik, Kotzubue.) и, во-вторых, с высокой долей использования ветровой энергии.

На ветродизельной электростанции в Denham**, были достигнуты наилучшие показатели: среднегодовая доля использования ветровой энергии составляла около 40%, а максимальная мгновенная доля энергии ветра достигала 70%.

Однако, в ветро-климатических условиях Камчатки в ее береговых зонах при строительстве ВДЭС или ВЭС с номинальной мощностью 1 МВт и более, максимальная доля мощности ВЭУ может оказаться гораздо выше и достигать 100% и более (при скоростях ветра 12 – 15 м/с и выше при летнем минимуме нагрузки).

Для повышения экономического эффекта реализации проектов ВДЭС необходимо предусмотреть ограничение мощности ВЭС и/или использование системы аккумуляции

энергии. Последняя может быть реализована в виде аккумуляирования как электрической (с использованием аккумуляторов большой емкости), так и тепловой энергии (с применением управляемых вторичных нагрузок), а также выработки водорода (для дальнейшего получения либо тепла, либо электричества в топливных элементах или адаптированных дизельгенераторов, водородных парогенераторов и паровых турбин).

В большинстве исследуемых пунктов потребная мощность ветродизельных электростанций составляет 1 – 5 МВт. Доля мощности ВЭУ, входящей в состав ВДЭС, согласно мировому опыту, должна составлять в среднем около 25 – 30% и, по возможности, не более 60 – 70%.

Для обеспечения надежной работы ВДЭС по техническим соображениям целесообразно применение ВЭУ с синхронным генератором и управлением углов атаки лопастей.

Опыт успешной реализации проектов по строительству ВДЭС мощностью до нескольких МВт в Камчатской области мог бы быть в дальнейшем перенесен в другие регионы России.

В работе в качестве тестовых рассмотрены четыре серийно выпускаемые ВЭУ: Enercon E-44 (D = 44 м, P_{ном} = 600 кВт, высота башни НБ = 49 м) компании «Enercon» (Германия), Vestas V-44 (D = 44,0 м, P_{ном} = 600 кВт, высота башни НБ = 40,5 м) компании «Vestas» (Дания), Nordex N-43 (D = 43,0 м, P_{ном} = 600 кВт, высота башни НБ = 40 м) компании «Nordex» (Германия) и Micon M1500-600/150 AP (D = 43,3 м, P_{ном} = 600 кВт, высота башни НБ = 45 м) компании «Micon» (Дания), все ВЭУ с одинаковой номинальной мощностью 600 кВт и практически равными диаметрами ветроколес D.

Технические характеристики выбранных в качестве тестовых ВЭУ приведены в табл. 7.

Значения среднегодовых мощностей тестовых ВЭУ для разных среднегодовых скоростей ветра на территории Камчатки приведены в табл. 8.

Данные табл. 8 свидетельствуют о разной энергетической эффективности ВЭУ различных типов и производителей, разброс которой для ВЭУ одинаковой номинальной мощности в терминах их среднегодовой мощности в нашем случае достигает 9 – 11% и обусловлен техническими и конструктивными особенностями

Таблица 7

Таблица 8

Скорость ветра, м/с	VESTAS V-39	ENERCON E-40	NORDEX N-43	MICON M 600
4,0	68,1	73,1	69,8	66,3
5,0	104,5	111,3	106,0	101,2
6,0	141,1	149,8	142,2	136,6
7,0	192,6	204,1	194,2	185,5
8,0	238,3	252,3	240,5	228,4
9,0	284,9	301,4	288,1	271,7
10,0	334,1	352,7	339,0	318,2
11,0	362,7	381,5	369,4	345,8

ВЭУ. Из четырех рассмотренных тестовых ВЭУ большую среднегодовую мощность и, соответственно, выработку при одинаковой

среднегодовой скорости ветра на высоте оси ветроколеса в предположении одинаковой высоты башен имеет Enercon E-44 на 5 – 7% превышающий соответствующие параметры Vestas V-44 и Nordex N-43. Параметры последних примерно одинаковы и, в свою очередь, на 4 – 5% превосходят расчетные параметры Micon M1500/600.

Однако, соотношение мощностей рассмотренных ВЭУ с учетом разной высоты их башен (табл. 3,6) отличается за счет нарастания скорости ветра с высотой. Среднегодовая скорость ветра в береговых зонах Камчатки растет с увеличением высоты на 0,02 – 0,025 м/с на каждый метр подъема, что равносильно, как показывают расчеты, прибавки к мощности тестовых ВЭУ порядка 1 кВт на 1 м увеличения высоты башни.

Для примера, расчетные данные о средних сезонных и среднегодовых скоростях ветра на высоте осей ветроколес и мощностях тестовых ВЭУ для района Усть-Камчатска приведены в табл. 9.

Таблица 9

Сезон	Скорость ветра на оси ветроколеса (м/с) / мощность ВЭУ (кВт)			
	VESTAS V-44	ENERCON E-40	NORDEX N-43	MICON M 600
Зима	6,90/184,2	7,14/206,8	6,92/188,0	7,07/181,9
Весна	5,85/136,8	6,11/158,5	5,87/139,1	6,01/138,2
Лето	4,98/93,4	5,15/109,6	5,00/95,1	5,09/97,7
Осень	5,93/139,2	6,23/161,6	5,95/141,1	6,11/141,6
Средне-годовая	5,91/138,7	6,16/159,2	5,93/140,1	6,07/140,3

Из данных табл. 9 видно, что из четырех рассмотренных тестовых ВЭУ наибольшую среднегодовую мощность и, соответственно, выработку с учетом технических и конструктивных особенностей и высоты башен имеет Enercon E-40 на 14,2–14,7% превышающий показатели Micon M1500/600, Nordex N-43 и Vestas V-44.

Результаты проведенного анализа позволяют использовать показатели ENERCON E-40 и VESTAS V-44 как границы «сверху» и «снизу» при определении энергетической эффективности ВЭС и ВЭУ в составе ВДЭС. При этом, выбрав в качестве репрезентативной одну из четырех рассмотренных ВЭУ, например Vestas V-44, и рассчитав ее энергетические показатели для предполагаемых пунктов строительства ВДЭС,

получаем оценку эффективности ВЭУ «снизу», имея в виду примерно 14 – 15-ти процентный запас, реализуемый в случае выбора в качестве базового Enercon E-40.

Средние сезонные и годовые значения энергетической эффективности ВЭУ Vestas V-44 в исследованных пунктах приведены частично в табл. 10.

Приведенные оценки энергетической эффективности тестовых ВЭУ в местах предполагаемого базирования ВЭС в терминах мощности, коэффициентов использования номинальной мощности, помесечной и годовой выработок электроэнергии ВЭС позволяют утверждать, что наиболее выгодные места применения ВЭС расположены на западном побережье Камчатского п-ва: в пос. Озерновский, Октябрьский, Усть-Большерецк, где средняя годовая мощность ВЭУ составит не менее 26 – 27% от номинальной, что соответствует всем международным критериям эффективности (27 – 28%).

Уникальным по ВЭП местом возведения ВЭС является район с. Никольское на о. Беринга (КИНМ = 40%).

Западное побережье Камчатского п-ва (по результатам расчетов для Усть-Камчатска и Ключей) представляется менее предпочтительным для эффективного использования ВЭС, хотя наиболее значимым критерием эффективности ВЭУ является, в конечном итоге, соотношение себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии с альтернативными вариантами энерговыработки.

Результаты расчетов вариантов для Петропавловска-Камчатского свидетельствуют о неплохих перспективах использования ВЭС в окрестностях города, однако, из-за достаточно сложного рельефа эффективность ВЭС будет во многом определяться удачным или неудачным выбором площадок для возведения ВЭУ и их конфигурацией в составе ВЭС.

Данные табл. 3, 8 позволяют оценить возможные соотношения мощностей ВЭУ и ДЭС в составе ветродизельных станций для рассмотренных пунктов Камчатки. Исходя из технических требований об ограничении доли мощности ВЭУ в составе ВДЭС (максимум 60 – 70%) номинальная мощность ДЭС должна составлять около 900 – 1000 кВт.

Оценки средних сезонных долей мощности ВЭУ в составе ВДЭС в рассмотренных пун-

Таблица 10

Средние сезонные мощности ВЭУ VESTAS V-44 600 кВт (в кВт/% от номинала)

Пункт\Сезон :	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Петропавловск–Камчатский ¹⁾	218 / 36,3	148 / 24,7	61 / 10,2	139 / 23,2	142 / 23,6
Петропавловск –Камчатский ²⁾	249 / 41,5	149 / 24,8	58 / 9,7	153 / 25,5	152 / 25,4
Усть-Камчатск	183 / 30,5	139 / 23,2	96 / 16,0	143 / 23,8	140 / 23,4
Озерновский	207 / 34,5	171 / 28,5	90 / 15,0	180 / 30,0	162 / 27,0
Октябрьский	204 / 34,0	168 / 28,0	90 / 15,0	174 / 29,0	159 / 26,5
Ключи	136 / 22,7	144 / 24,0	128 / 21,3	149 / 24,8	139 / 23,2
Никольское (о. Беринга)	292 / 48,7	253 / 42,2	192 / 31,7	239 / 39,8	244 / 40,7
Усть-Палана	241 / 37,4	184 / 28,0	116 / 18,2	189 / 29,3	182 / 28,2
Усть-Хайрюзово	221 / 34,2	174 / 26,0	115 / 18,2	175 / 27,2	171 / 26,5
Корф	280 / 43,4	185 / 28,6	94 / 14,5	203 / 31,4	191 / 29,6

1) Расчет по средним для региона скоростям на уровне флюгера;

2) Расчет по скорости станции-аналога Семлячки на уровне флюгера.

ктах, полученные исходя из соотношения номинальных мощностей ВЭУ и ДЭС 600 : 1000, с учетом рассчитанных мощностей ВЭУ и типичных для Дальнего Востока России циклических (косинусоидальных) годовых нагрузок на ДЭС с максимумом в зимний период (мощность ДЭС составляет 80–90% от номинальной) и минимумом в летний (мощность ДЭС порядка 40 – 50% от номинальной), приведены в табл. 11.

С технической и энергетической точек зрения выбранное соотношение номинальных мощностей ВЭУ и ДЭС (600 : 1000) представляется в первом приближении вполне разумным, хотя для всех пунктов (кроме Никольского) доли мощностей ВЭУ, по всей видимости, могут быть увеличены за счет выбора более мощных, и, возможно, экономически выгодных ВЭУ (класса 750 – 800 кВт).

Отметим также, что для большинства исследованных пунктов Камчатской области выполняется условие примерного постоянства доли мощности ВЭУ в течение всего года, что упрощает требования к системе управления ВДЭС.

Более точно данные соотношения, определяющие оптимальный выбор для ВДЭС базовых

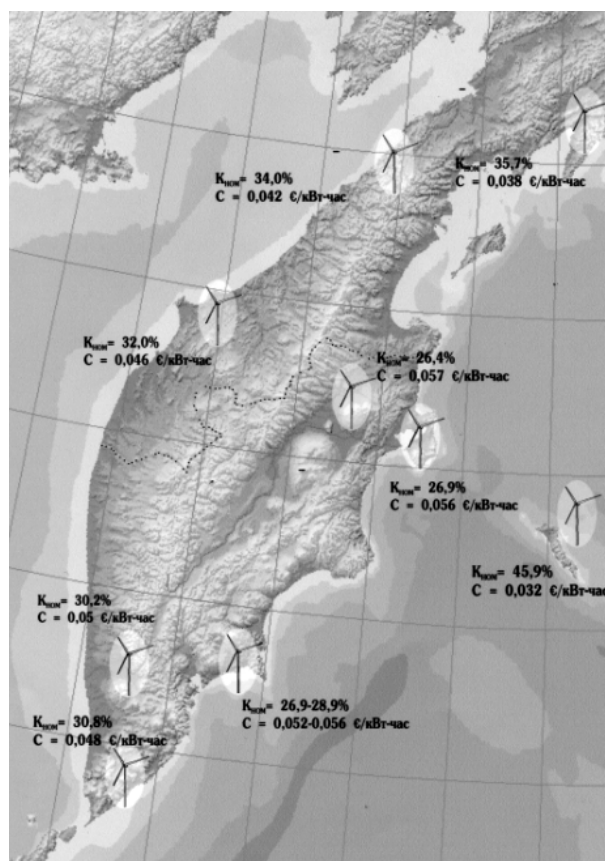


Рис. 1

Таблица 11

Средние сезонные доли мощности ВЭУ VESTAS V-44 / Enercon E-40 в составе ВДЭС (в %)

Пункт \ Сезон :	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Петропавловск-Камчатский ¹⁾	27,3 / 30,6	24,7 / 28,6	15,3 / 17,9	23,2 / 26,9	23,7 / 27,2
Петропавловск-Камчатский ²⁾	31,1 / 35,0	24,8 / 28,8	14,5 / 17,0	25,5 / 29,6	25,3 / 29,1
Усть-Камчатск	22,9 / 25,7	23,2 / 26,9	24,0 / 28,2	23,8 / 27,7	23,3 / 26,8
Озерновский	25,9 / 29,1	28,5 / 33,0	22,5 / 26,4	30,0 / 34,8	27,0 / 31,0
Октябрьский	25,5 / 28,6	28,0 / 32,5	22,5 / 26,4	29,0 / 33,7	26,5 / 30,4
Ключи	17,0 / 19,1	24,0 / 27,8	32,0 / 37,5	24,8 / 28,8	23,2 / 26,6
Никольское (о. Беринга)	36,5 / 41,0	42,2 / 48,9	48,0 / 56,3	39,8 / 46,2	40,7 / 46,7

ВЭУ и дизель-генераторов (в случае замены отработавших ДЭС на новые), рассчитываются с учетом годовых и суточных графиков потребляемых и вырабатываемых ДЭС мощностей, а также технических и эксплуатационных характеристик ДЭС в рассматриваемых пунктах.

В предположении бесперебойной работы ВЭУ по данным табл. 11 и расходу дизтоплива на 1 кВт·ч вырабатываемой ДЭС электроэнергии (0,260 кг/кВт·ч у лучших современных зарубежных ДЭС и 320–380 кг/кВт·ч для большинства отечественных ДЭС, отработавших в настоящее время большую часть своего ресурса) определяется помесечная, сезонная и годовая экономия дизельного топлива за счет замещения ДЭС на ВЭС.

Результаты расчетов посезонной и годовой экономии дизельного топлива за счет использования ВЭС на базе ВЭУ Vestas V-44

в исследованных пунктах Камчатки приведены ниже в табл. 12.

Обобщенные результаты определения энергетической и экономической (в терминах себестоимости вырабатываемой электроэнергии) эффективности ВЭУ Enercon E-40 проиллюстрированы на рис. 1.

Проведенные оценки (с точностью не ниже $\pm 17\%$) энергетической эффективности возможных базовых ВЭУ с известными рабочими и техническими характеристиками в заданных пунктах (среднегодовая и среднемесячные мощности, коэффициенты использования установленной мощности, средние сезонные и годовые выработки электроэнергии) гарантируют достаточный для промышленного использования ВЭП в рассмотренных районах (за исключением района Ключей) по всем международным критериям.

Таблица 12

Средние сезонные экономии дизельного топлива при использовании ВЭУ VESTAS V-44 / Enercon E-40 в составе ВДЭС (в тоннах)

Пункт \ Сезон :	Зима	Весна	Лето	Осень	Год
Петропавловск - Камчатский ¹⁾	124,1/139,4	84,3/97,7	34,7/40,7	79,1/91,9	322,3/369,7
Петропавловск - Камчатский ²⁾	141,8/159,2	84,8/98,3	33,0/38,7	87,1/101,1	346,8/397,4
Усть-Камчатск	104,2/117,0	79,1/90,7	54,7/64,1	81,4/94,5	319,4/367,4
Озерновский	117,9/132,4	97,4/112,8	51,2/60,1	102,5/119,0	369,0/424,3
Октябрьский	116,2/130,4	95,7/110,9	51,2/60,1	99,1/115,0	362,1/416,5
Ключи	77,4/87,0	82,0/95,0	72,9/85,5	84,8/98,5	317,2/366,0
Никольское (о. Беринга)	166,3/186,7	144,1/167,0	109,3/128,2	136,1/158,0	555,7/639,9

ЛИТЕРАТУРА: 1. Николаев В.Г., Гринцевич Ю.А., Пономаренко Л.В., Плущевский М.Б. и др. Методика определения ветроэнергетических ресурсов и оценки эффективности использования ветроэнергетических установок на территории России и стран СНГ. //Рекомендации по стандартизации. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. М.: 1994. 2. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Методика и результаты ретроспективного прогноза энергетической эффективности ветроэлектрической станции в поселке Куликово Калининградской области России. Сб. Докладов Международной научно-практической конференции «Малая энергетика 2004». М.: РосАтом. 2004. 3. Гринцевич Ю.А., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Исследование энергетической и экономической эффективности и определение мест оптимального размещения шельфовой ВЭС мощностью 50 МВт на побережье Калининградской области России. Сб. Докладов Международной конференции «Возобновляемая энергетика 2003». Изд.СПбГПУ. С.-Пб.: 2003. 4. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Виссарионов В.И. и др. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России. М.: Наука. 2002. 5. Старков А.Н., Лансберг Л., Безруких П.П., Борисенко М.М. Атлас ветров России. М.: Можайск-Терра. 2000. 6. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г. Сравнительный анализ экономических показателей возобновляемых и традиционных источников энергии. //Малая энергетика. М.: ОАО «НИИЭС». № 1-2. 2005. 7. Расчет режима морского ветрового волнения. Методические указания. ГОИН. вып.42. М.: 1979.

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПЕРВОЙ ВЭС НА ЧУКОТКЕ

Шеин В.Я., ООО «Ветровая энергия и техника»

Еще в 80-е годы актуальным стал вопрос использования на Чукотке возобновляемых источников энергии путем строительства, в первую очередь, ветроэлектростанций (ВЭС). Это было вызвано рядом социально-экономических и природноклиматических факторов, а именно: огромные расстояния, горные цепи и отсутствие дорог делают невозможным создание единой энергосистемы даже в отдаленной перспективе;

из 49 населенных пунктов Чукотского автономного округа (ЧАО), имеющего территорию площадью 738 тыс м², только 1/3 можно отнести к зоне централизованного электроснабжения (от изолированно работающих Билибинской АЭС, Анадырской ТЭЦ и Эгвенкинской ГРЭС), остальные получают энергию от дизельных электростанций мощностью от 200 кВт до 4 МВт. с постоянными проблемами обеспечения топливом и запчастями;

ветровые ресурсы Чукотки уникальны: среднегодовая скорость ветра составляет 6,5 м/с, максимальная скорость ветра — 52 м/с;

энергетический потенциал ветра превышает 1,5 трлн. кВт·ч в год, а экономически целесообразный, с учетом потребностей конкретных населенных, пунктов — более 1 млрд кВт·ч в год.

В зимние периоды 1999 и 2000 гг. из-за дефицита дизтоплива жители многих поселков получали электроэнергию по 3 – 4 часа в сутки.

В 2000 г. руководством ЧАО было принято решение возобновить приостановленное строительство ВЭС, предназначенных для совместной работы ДЭС в составе гибридных ветродизельных станций (ВДЭС).

В предварительной программе намечалось строительство 14 ВЭС общей мощностью 19 МВт.

Для отработки всех вопросов проектирования, строительства и эксплуатации в качестве первой, опытной, решено было построить ВДЭС для электроснабжения пос. Шахтерский, Угольные Копи и Аэропорт, с площадкой строительства на мысе Обсервации (левый берег Анадырского залива, напротив г. Анадырь), на котором уже более ста лет работает государственная ме-

теостанция «Анадырь». В границах выбранной площадки в перспективе возможна установка дополнительно 8 – 12 ветроагрегатов.

Район строительства находится в тундре, в зоне вечной мерзлоты с минимальной температурой воздуха -45 °С, средней -7,6 °С.

В качестве прототипов ветроагрегатов для предполагаемой ВДЭС рассматривались ВЭУ, находившиеся в климатических условиях, близких к чукотским: на действующей ВЭС в Коцебу (Аляска) и незаконченной, ВЭС «Заполярная» (Воркута). Других ветроагрегатов, мощностью более 100 – 200 кВт, проверенных на практике и способных работать совместно с дизельгенераторами в суровых климатических условиях Крайнего Севера не нашлось. В результате анализа комплекса параметров и условий правительством Чукотки было принято решение строить первую ВЭС с использованием ВЭУ типа АВЭ-250 с синхронным генератором, российско-украинского производства.

Проектирование, включая разработку ТЭО и рабочей документации проекта, заказ, поставку оборудования и строительство 1-й Чукотской ВДЭС выполнил НПП «Ветроэн» с привлечением 12 субподрядных организаций.

Специально для этого проекта была проведена доработка существующего агрегата и новый агрегат получил наименование АВЭ-250 СМ (северный, модернизированный), имеющий следующие характеристики:

номинальная мощность	250 кВт
максимальная	300 кВт.
рабочий диапазон скоростей :	
пусковая	4,8 м/с;
номинальная	13,2 + 1,3 м/с;
максимальная	30 м/с.

ВЭУ имеет собственную автономную систему управления и релейную защиту (сеть – агрегат, агрегат – сеть), что обеспечивает ее автоматический режим работы. Независимый от наличия или отсутствия напряжения в схеме системы наведения виндрозный механизм ориентации головки на ветер обеспечивает устойчивость (неразрушение) ветроагрегата при буревой скорости ветра до 60 м/с.

Применение синхронного генератора позволило создать универсальную машину, способную работать во всех возможных энергетических режимах как в энергосистеме, так и в изолированных ветродизельных комплексах.

Для повышения надежности машины по отношению к ветроагрегату АВЭ-250 СМ в конструкцию внесены следующие изменения:

новый синхронный генератор мощностью 276 кВА, с лучшей чем исходный, перегрузочной способностью;

«двухходовая» гидросистема со стальными штоками гидротолкателей, вместо «одноходовой» с алюминиевыми штоками для увеличения надежности и ресурса гидравлики;

новая конструкция контрольно-распределительного шкафа (КРШ);

новая конструкция системы управления ветроколесом СУВК (САУ «Парус») с улучшенными алгоритмами управления ветроколесом, защищенная патентом на изобретение;

применено демпферное устройство, обеспечивающее «мягкую» работу системы ориентации головки;

усилена конструкция лопасти;

изменена конструкция силовой платформы головки для уменьшения возможных деформаций при перевозке морским транспортом;

изменена конструкция обгонной муфты, что увеличило ее надежность;

«пальчиковая» соединительная муфта генератора и редуктора заменена на более надежную «лепестковую»;

установлен датчик оборотов закрутки кабельной петли;

установлен датчик скорости ветра;

доработана конструкция башни для возможности применения инвентарного грузоподъемного устройства;

разработано и изготовлено инвентарное грузоподъемное устройство, позволяющее вести «бескрановый» монтаж ветроагрегата в труднодоступной местности;

конструкция сборного железобетонного фундамента для вечномерзлых грунтов адаптирована для условий Чукотки.

Все элементы конструкции ветроагрегатов, а также оборудования и материалов для строительства ВЭС, общей массой около 3 тыс. тонн, были отправлены из Новороссийска, где концентрировалось все для стройки, в Анадырь через Суэцкий канал, Сингапур, Японс-

кое и др. моря на теплоходе водоизмещением до 5000 т, имеющем мощные собственные краны грузоподъемностью до 30 т.

С момента заключения договора до окончания всех видов работ прошло 2 года. За это время были построены площадки, дороги, фундаменты ВЭУ, 10 ветроагрегатов типа АВЭ-250 СМ, здание КРУ, кабельное хозяйство, АСУ ВЭС.

По решению заказчика проект дизельной части (ДЭС), кроме электрической части, был выведен в отдельное производство.

Вечномерзлый грунт в районе потребовал выполнения фундаментов на принципе сохранения мерзлоты. Воркутинским институтом «ПечорНИИпроект» были найдены научно-технические решения, запатентована конструкция и на их основе разработаны 3 типа свайных «надземных» фундаментов из сборного железобетона, обеспечивающих устойчивость ветроагрегатов за счет предотвращения оттаивания вечно мерзлых грунтов. На ЧВЭС-1 был применен адаптированный к условиям мыса Обсервации вариант фундамента ВЭУ.

Часть работ по строительству ВДЭС, а именно, разбивку площадок и дорог по генплану, их отсыпку по тундре скальным грунтом, разведочное бурение и выполнение подземной части фундаментов ВЭУ (заглубление более 100 индивидуальных труб до скалы на глубине от 5 до 12 м) были выполнены местными подрядчиками. Для остальных работ использовался вахтовый метод. Отсутствие производственных и строительно-монтажных мощностей является основной проблемой регионов, где необходимо и возможно использование ВЭС.

Описание установки

В головке (гондоле) ветроагрегата АВЭ-250 СМ находится синхронный генератор мощностью 278 кВА, специально разработанный для этого ветроагрегата. В нижней секции башни расположены контрольно-распределительный шкаф 0,4 кВ (КРШ-0.4) и повышающий трансформатор 0,4/6,3 кВ. Генератор включается в сеть методом самосинхронизации.

От повышающего трансформатора каждого ВЭУ по кабелю 6 кВ мощность передается в КРУ- 6 кВ, состоящего из 12 ячеек К- 104 М.

Проектом были предусмотрены 3 последовательных варианта выдачи мощности в существующую сеть:

временный, по существующей воздушной линии ВЛ-6 кВ протяженностью 8 км

на ДЭС «Угольные копи» (при отсутствии связи с Анадырской ТЭЦ);

временный, по существующей ВЛ- 6кВ протяженностью 8 км на ДЭС «Угольные копи» (при наличии связи с Анадырской ТЭЦ);

постоянный, через перспективную подстанцию 35/6 кВ в сеть АТЭЦ при сохранении возможности включения и по ВЛ-6 кВ.

В процессе строительства были осуществлены два первых варианта. Последний вариант будет реализован в процессе дальнейшей реконструкции и развития электросети. На ВЭС все готово, необходимо будет только поменять установки РЗА.

Проектом также предусмотрена возможность подключения к КРУ-6 кВ без его расширения от 2 до 6 дизель-генераторов мощностью по 500 кВт.

Причиной задержки реализации проекта дизельной части ВДЭС явились задержка реконструкции электрической сети с вводом ПС-35/6кВ и ограничение (не более 2,5 МВт) пропускной способности существующей воздушной ЛЭП-6кВ.

Характеристика АСУ ВДЭС

Автоматизированная система управления ветродизельной электростанцией, разработанная НПП «ВЕТРОЭН» для данной станции, контролирует более 300 параметров работы оборудования станции и предназначена для автоматического управления запуском и остановом ветроагрегатов, распределения нагрузки между ветровой и дизельной частями, а также мониторинга, анализа, хранения, обработки и выдачи информации о работе станции за любой интервал времени.

АСУ ВЭС построена как модульно-распределенная измерительная система стандарта РХИ на базе оборудования Field Point и инструментальной среды программирования Labview фирмы National Instruments (США) и объединена сетью промышленного интерфейса RS-485.

Компьютер оператора на пункте управления (ПУ) предоставляет следующие возможности:

отображение в масштабе реального времени выработки электроэнергии станцией;

формирование отчетов о работе станции за любой промежуток времени в виде таблиц, диаграмм и графиков;

контроль параметров работы ВЭУ с выдачей предупредительных или аварийных сигналов на монитор вместе со звуковым сигналом;

управление запуском и остановом ВЭУ как в ручном режиме (оператором с помощью компьютера АСУ ВЭС), так и автоматически — по данным с метеопоста.

Для выполнения задач местного мониторинга и наладки оборудования непосредственно на каждом ветроагрегате предусмотрены: применение мобильного пульта управления на основе ПК типа «Ноутбук»;

возможность дистанционного контроля и управления ВЭС с удаленного пункта управления по различным каналам связи без ограничения дальности, в т.ч. через Интернет.

Режимы работы

В процессе выполнения наладочных работ и опытной эксплуатации опробованы следующие режимы работы ветроагрегатов:

ВЭУ №1 с марта по июнь 2002 г. работала параллельно с ДЭС п. Шахтерский с нагрузкой от 10 – 20 до 250 – 270 кВт. Выработка составила 60 тыс. кВт·ч при средней мощности 138 кВт. На ДЭС работало 1 – 3 дизельгенератора мощностью 200 – 315 кВт. Общая нагрузка поселка в тот период составляла до 600 кВт.

По мере строительства и ввода в действие ветроагрегатов в июле-августе 2002 г. периодически опробовалась параллельная работа 1 – 2 ветроагрегатов с ДЭС п. Шахтерский при нагрузке поселка до 300 – 400 кВт.

Опробован режим работы 3 – 4 ВЭУ в течение часа на нагрузку пос. Шахтерский при остановленных дизелях. По мере роста нагрузки дизельгенератор был запущен и синхронизирован с ВЭС.

После ввода в строй ВЛ-6 кВ, от ВЭС до пос. «Угольные Копи» Чукотская ВЭС-1 в составе 3 – 7 ветроагрегатов работала параллельно с ДЭС «Угольные Копи». На ДЭС работали 1 – 3 дизельгенератора мощностью 500 – 750 кВт, при общей нагрузке поселка и шахты 0,8–1,5 МВт. Опробован режим работы ВЭС в составе 6 ветроагрегатов на нагрузку поселка Угольные Копи (0,9 МВт) при остановленных дизелях. Работа в этом режиме продолжалась 40 мин., затем в связи с резким падением скорости ветра, ДЭС была введена в работу.

После прокладки подводного кабеля через Анадырский залив система ВЭС-ДЭС «Угольные Копи» была подключена на параллельную работу с Анадырской ТЭЦ на напряжении 6 кВ, при этом для ВЭС было введено ограничение: включение в сеть не более 1 – 2

ветроагрегатов из-за минимального летнего режима на ТЭЦ и временной схемы включения подводного кабеля.

После перевода подводного кабеля на напряжение 35 кВ в феврале 2003 г. ВЭС в составе 8 ветроагрегатов выдавала мощность 1,9 – 2,2 МВт. Режим был прекращен в связи с отключением ЛЭП-35 кВ для продолжения работ.

С февраля по май 2003 г. ВЭС работала с ограничением мощности до 600 – 1000 кВт из-за неготовности внешней сети принять всю мощность станции.

В различных режимах работы ВЭС опробована работа генераторов в режимах выработки реактивной мощности, в т.ч. при «нулевой» активной мощности (режим синхронного компенсатора), в режиме с потреблением реактивной мощности (по требованию энергосистемы).

Опробован режим при автоматическом отделении ВЭС, работавшей параллельно с ДЭС «Угольные Копи» и АТЭЦ при аварийном отключении ЛЭП-35 кВ на Анадырской ТЭЦ. Автономный режим ветродизельного комплекса, разнесенного на 16 км продолжался более 6 часов.

Аналогично, опробован режим работы ветродизельного комплекса (ЧВЭС-1 параллельно с ДЭС «Угольные Копи») в течение 3 суток при плановом отделении Анадырской ТЭЦ (ремонт ЛЭП-35кВ). В этом случае ветроэлектростанция работала в режиме генерации разрешенной ограниченной мощности (600 - 1000кВт.) при располагаемой мощности до 2500кВт. При этом количество работающих ветроагрегатов изменялось персоналом ВЭС в пределах от 9 до 4, в зависимости от скорости ветра и возможности ВЭС выдерживать ограниченную мощность.

Среднее распределение нагрузок между параллельно работавшими станциями было следующим: ДЭС- 30 – 40% (200 – 600кВт) и ВЭС- 70 – 60% (360 – 1100кВт).

Синхронное включение двух параллельно работавших станций с третьей было произведено на ДЭС «Угольные Копи» по штатному режиму методом точной синхронизации без вывода из работы ветроагрегатов ВЭС и включения дополнительных дизельгенераторов.

Последние два режима длительной работы непроектного комплекса показали реальность создания мощных ВДС. Выявленный в процессе работы главный недостаток (несогласо-

ванность действий оперативного персонала ВЭС и ДЭС при изменении нагрузки потребителей и скорости ветра) легко решается средствами АСУ ВДС.

Организация эксплуатации

Отсутствие собственного персонала для обслуживания ВЭС у владельца станции привело к необходимости заключения договора с ООО «Ветровая энергия и техника» на эксплуатацию (оперативное, техническое и ремонтное обслуживание) оборудования. При этом оборудование станции перешло в аренду к эксплуатирующей организации, а выработанная электроэнергия по договору продавалась оптовому покупателю ГУП «Чукоткомунхоз». При заключении договора аренды на 2004 г. тариф на электроэнергию был установлен РЭК в размере 5,03 руб. за 1 кВт·ч, исходя из главного критерия — обеспечения компенсации (возврата) средств вложенных в капитальное строительство в срок не более 10 лет, не выходя при этом за рамки существующих тарифов на ТЭЦ и ДЭС Чукотки.

Оперативное и, частично, техническое обслуживание выполняется операторами осуществляющими круглосуточное дежурство на пульте управления в связи с тем что:

проектный автоматический режим работы ВЭУ пока не разрешен и требуется согласование дежурного персонала ТЭЦ или ДЭС на включение и отключение ВЭУ каждый раз; существует необходимость охраны ВЭС; отсутствует диспетчеризация энергоузла.

К тому же, при вводе в работу дизельной части ВДЭС дежурный персонал в условиях Крайнего Севера безусловно будет необходим.

Основная часть технического и ремонтного обслуживания в соответствии с регламентами на оборудование ведется ремонтным персоналом. Его работа организована по вахтовому методу.

Результаты работы

За период наладки и опытной эксплуатации ВЭС в период с 15 октября 2002 г. по 1 июля 2003 г. февраля выработка составила:

активная энергия — 1005400 кВт·ч;
реактивная энергия — 39812 кВАр·ч;
суммарное время работы ВЭУ-1-10 — 7809,4 ч.

средняя мощность одного ветроагрегата — 128 кВт.



Рис. 1. Чукотская ВЭС-1. Общий вид

Выработка ВЭС за февраль – апрель 2003 г. в условиях ограничения выдачи мощности составила 465 тыс. кВт·ч. При отсутствии ограничений выработка за этот период могла составить 1,0 – 1,2 млн. кВт·ч. С 7.05. 2003 г., после завершения работ во внешней сети, ограничения на выдачу мощности ВЭС сняты и режимы работы станции зависят, в основном, от скорости ветра и ограничений мощности по требованию Анадырской ТЭЦ.

Общая выработка электроэнергии ВЭС на 01.01.2005 г. составила 5 800 тыс. кВт·ч, в т.ч.: за период действия договора на аренду ВЭС с июля 2003 г. по декабрь 2005 г. — 4686873 кВт·ч, средняя выработка за месяц составила 245 тыс. кВт·час.

Общее время работы ВЭУ составило 47059 моточасов, средняя мощность 1 ветроагрегата — 123,22 кВт.

Коэффициент использования установленной мощности ($K_{и}$) за период эксплуатации по договору составил 14,5 %. На сегодня это пока лучший показатель для действующих в стране ВЭС.

Потеря выработки по независящим от ЧВЭС-1 причинам (аварийные отключения ЛЭП во внешней сети и ограничения по внешним причинам) за период промышленной эксплуатации с 1 июля 2003 г. по 1 января 2005 г. превысила 540 тыс. кВт·ч. Примерно в такую же величину оцениваются собственные потери выработки ВЭС из-за простоев оборудования. При отсутствии этих потерь $K_{и}$ и автоматическом режиме работы ВЭУ $K_{и}$ может достичь 19-20%, что уже близко к лучшим мировым показателям (25 – 30%)

Выводы

За время работы ветроагрегаты и другое оборудование показали свою работоспособ-

ность, подтвердились расчетные характеристики при низких (до -42°C) температурах и высоких (более 30 м/с) скоростях ветра.

Ветроагрегаты АВЭ-250СМ вырабатывают активную мощность в зависимости от скорости ветра в диапазоне от 4,8 м (запуск) до 30 м/с в соответствии с расчетной характеристикой (от 0 до 260 кВт) при автономной работе, а также при работе с ДЭС и ТЭЦ.

Автоматические регуляторы возбуждения по параметру поддержания уровня напряжения обеспечивают работу генератора в режимах:

генерации (выдачи) реактивной мощности; потребления реактивной мощности.

Опробован режим автономной работы станции на изолированную нагрузку при остановленных дизелях.

Опробован режим длительной параллельной работы ВЭС (70%) и ДЭС (30%).

При решении вопросов управления согласованной работой (диспетчеризации) всех электростанций, образованного Анадырского энергоузла, ветроагрегаты могут быть переведены в автоматический режим работы.

Существует работоспособный и достаточно эффективный ветроагрегат АВЭ – 250 СМ. отечественной разработки. Конечно, машина имеет и недостатки, но на ее базе путем модернизации, в основном электрической и электронной части, может быть создана полностью российская машина класса 300 – 500 кВт. И есть такая группа специалистов, которая это все может организовать. Нужны только «политические» решения. Возможно долевое участие заинтересованных регионов в разработке и организации производства российских ВЭУ. Затраты на модернизацию оцениваются в 500 тыс. долл. США.

Такой ветроагрегат, производимый по современным технологиям, закрывает появляющуюся нишу ВЭУ средней мощности для ветродизельных комплексов северных, и не только северных, территорий. ВЭУ большей мощности для Севера пока не нужны, да и в большинстве случаев строительство их невозможно из-за технической невозможности или экономической нецелесообразности применения дорогостоящей монтажно-транспортной техники, в т.ч. специальных кранов грузоподъемностью 200 – 400 т и высотой подъема 60 – 100 м.

Западный «секонд-хенд» — это технический и экономический тупик для России, ока-

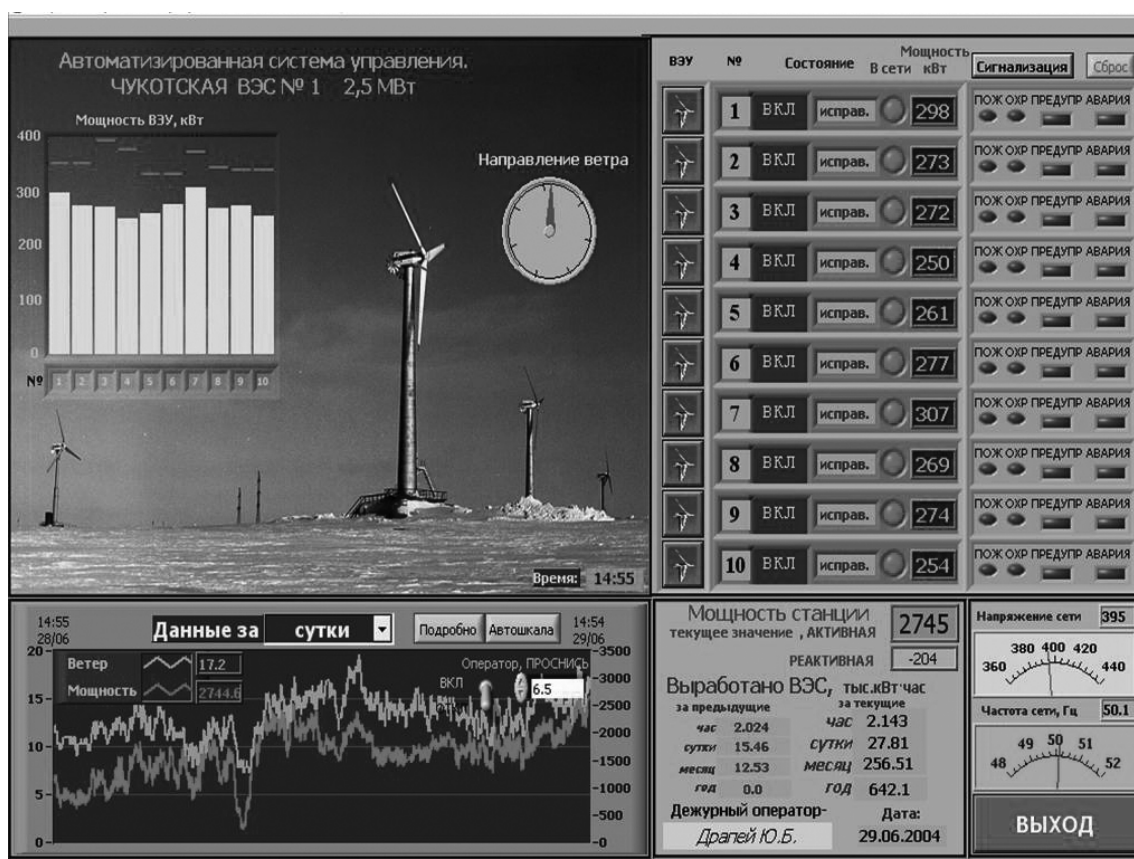


Рис. 2. Автоматизированная система управления

завшейся на обочине мирового процесса развития ветроэнергетики.

Для успешного внедрения и эффективного применения ВЭС на отдаленных северных территориях на стадии проектирования необходимо тщательно прорабатывать и утверждать у Заказчика вопросы организации строительства и организации будущей эксплуатации будущей станции.

Так, например, срыв срока выполнения нулевого цикла для ЧВЭС-1 в летний период местной подрядной организацией привел к задержке ввода станции в работу на целый год, а отсутствие утвержденной схемы организации эксплуатации и подготовленных для этого специалистов у Заказчика и будущего владельца ВЭС — к продлению опытной эксплуатации более чем на год.

Современная энергетическая техника требует квалифицированного технического и

ремонтного обслуживания, поэтому вопросы организации эксплуатации должны решаться заблаговременно, еще до начала монтажа оборудования.

Ветроэнергетика — один из важнейших инструментов решения энергетических и экологических проблем страны, особенно для отдаленных территорий Крайнего Севера и Дальнего Востока. Опыт строительства и эксплуатации первой Чукотской ВЭС мощностью 2,5 Мвт, базирующийся на опыте первой в России промышленной ВЭС «Заполяная» в Воркуте, показал пути практического решения сложнейших проблем создания ветродизельных комплексов и автор надеется, что этот опыт будет эффективно использован при проектировании, строительстве и эксплуатации будущих сетевых ВЭС и автономных ВДЭС во многих регионах нашей страны и зарубежом.

СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ ПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Редько И.Я., д.т.н (ОАО «НИИЭС»), Малозёмов А.А., к.т.н., Федеральный учебный межвузовский НППЦ (г. Челябинск.), Казанцев М.А., САПР ДВС ОАО «НИИ Автотракторной техники» (г. Челябинск)

Энергетическая политика Российской Федерации определена Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 1995 года № 472 и одобренным Правительством Российской Федерации программным документом «Энергетическая стратегия России». Высшим приоритетом энергетической политики России, наряду с устойчивым обеспечением страны энергоносителями и созданием надежной сырьевой базы российского топливно-энергетического комплекса, признается повышение эффективности использования топлива и энергии и создание условий для перевода экономики страны на энергосберегающий путь развития [1].

Россия относится к числу наиболее энергоемких стран мир. Начиная с конца 20-х годов XX века, энергопотребление в России росло быстрее национального дохода. В расчете на душу населения этот показатель по России (4,8 т. условного топлива/чел.) незначительно отличается от аналогичного показателя по развитым странам (4,6 т. нефтяного эквивалента/чел.) Однако, энергоемкость нашего национального дохода в расчете на единицу ВВП в два раза выше, чем в США и в 3,5 раза выше, чем в Западной Европе [2].

Несмотря на высокие темпы развития малой энергетике, современное ее состояние может быть характеризовано как проблемное. В большинстве своем электроагрегаты располагаются в помещениях с износом основных фондов — 50–60%. Усредненный износ энерговырабатывающего оборудования составляет 78%. Больше половины вырабатываемой электроэнергии производится электростанциями мощностью более 600 кВт, где износ дизелей составляет 87%. Ремонт дизелей производится в проходах машинных залов между работающими дизель-генераторами, в условиях с нарушением техники безопасности и технологии ремонта оборудования, что значительно снижает качество ремонта. На большинстве предприятий, обслуживающих электроагрегаты, нет стендов про-

верки топливных насосов, стендов для обкатки малых дизелей, участков для ремонта навесного оборудования, участков изготовления резинотехнических изделий. Рынок услуг по капитальному ремонту и сервисному обслуживанию оборудования дизельных электростанций во многих регионах отсутствует.

Затраты на топливо на электростанциях малой энергетики составляют до 80% себестоимости и постоянно растут. Энергоэффективность процесса производства характеризуется очень высоким удельным расходом условного топлива на отпущенную электроэнергию — 454,5 г у.т./кВт·ч или фактическим удельным расходом дизельного топлива — 307 г/кВт·ч. Стоимость ремонтов составляет 5,7% от суммарных издержек производства.

Поэтому, основными задачами энергетической политики РФ на этапе до 2010 года являются структурная перестройка отраслей топливно-энергетического комплекса, повышение энергетической эффективности процесса производства энергии.

Одной из важнейших тенденций развития энергетики является децентрализация ее производства. В настоящее время Россия не в состоянии обеспечить бюджетное финансирование долгосрочных дорогих программ по обновлению и реконструкции крупных ТЭЦ. Другой важной причиной перехода к децентрализованному производству энергии является необходимость снижения издержек на ее транспортирование, что для России с ее огромной территорией особенно актуально. Потери электроэнергии при транспортировании в развитых странах ЕЭС составляют 7,4%, в России — 12,22%. В табл. 1 приведены результаты расчета выполненного фирмой «Рургаз» [3], которые показывают, что наиболее эффективным является трубопроводный транспорт нефти и газа. Так, через магистральный нефтепровод диаметром 1000 мм с рабочим давлением 5880 кПа передается в 22 раза

больше энергии, чем через 3 линии электропередачи напряжением 380 кВ. Для условий нефтедобывающего комплекса России применение трубопроводного транспорта технически возможно и экономически оправданно.

Таблица 1
Сопоставление эффективности передачи энергоносителей

Показатель	Вид передачи энергии	Максимальное количество транспортируемой энергии, ГВт	Относительная эффективность транспорта энергии
Нефть	Трубопровод Ø1000 мм, 5880 кПа	95 7500 т/ч $Q_n=12,8$ кВт·ч/кг	270
Природный газ	Трубопровод, Ø1200 мм, 7840 кПа	25 2,2 млн. м ³ /ч $Q_n=11,5$ кВт·ч/кг	71
Электроэнергия	3 линии электропередачи, 380 кВ	4,2	12
Горячая вода	2 трубопровода, Ø600 мм, 1568 кПа	0,35 2500 м ³ /ч (воды), подача 180 °С Возврат 60 °С	1

Проблемы энергоснабжения нефтедобывающего комплекса соответствуют общей ситуации в энергетике Российской Федерации. Однако, из числа проблем при освоении природных ресурсов нефтегазодобывающей промышленности России особо следует выделить три: утилизация небольших объемов попутного нефтяного газа, дефицит электроэнергии и дефицит дизельного топлива в районах добычи. Эти проблемы могут быть комплексно решены использованием собственных источников электроэнергии на базе ДВС, использующих имеющиеся в достаточном количестве местные альтернативные виды топлива, в первую очередь газ, газовый конденсат и нефть.

Разведанные запасы природного газа в Российской Федерации составляют 47 трлн.м³ или 33,0% от мировых, из них 77,2 % сосредоточено в Западной Сибири и 10,2% в европейской части страны [4]. Выявленные запасы нефти и природного газа в России обеспечат их добычу до 2025 г. Начальные суммарные ресурсы Российской Федерации по нефти и газовому конденсату разведаны толь-

ко на 1/3, по природному газу — на 1/4. Неразведанные ресурсы составляют более 160 трлн. м³. Перспективные ресурсы на 95% связаны с азиатской частью страны. В 21 веке основными центрами добычи углеводородного сырья останутся Западная Сибирь и Поволжье. Нефтегазоносные провинции России в значительной степени совпадают с территорией регионов удаленных от центров электроснабжения, дефицитных по электроэнергии, что подтверждает перспективность использования местных углеводородных топлив для выработки электроэнергии.

В настоящее время нефть — основной источник энергии в большинстве стран мира. Нефти разных месторождений и даже из разных скважин одного месторождения отличаются друг от друга по физическим и химическим свойствам, поэтому необходим дифференцированный подход к ее использованию в ДВС-электростанциях. Применение нефти в качестве моторного топлива известно более 100 лет. В 1899 году на заводе Нобеля [5] был выпущен первый в России одноцилиндровый крейцкопфный двигатель размерностью 26/41, работающий на сырой нефти. По мере совершенствования двигателей, повышения их экономичности и ресурса повышались требования и к топливу для дизелей. К сороковым годам прошлого столетия все ведущие двигателестроительные фирмы мира выпускали дизели, работающие на топливах, производящихся из нефти. В последние десятилетия 20 века в литературе, посвященной использованию альтернативных топлив в дизелях, мало встречается сообщений об исследовании рабочего процесса на сырой нефти. Однако большой удельный вес расходов на топливо от общих затрат на эксплуатацию дизелей вынуждает проводить работы по использованию сырой нефти как более дешевого топлива.

При использовании нефти в качестве топлива возможны два варианта: первый — состояние, проблемы и перспективы применения средств малой энергетики на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания для нефтедобывающей отрасли, создание малых нефтеперерабатывающих заводов, вырабатывающих топливо близкое по свойствам к дизельному и последующее его использование для питания серийных дизель-генераторов, второй — непосредственное использование сырой нефти (с присадками или без) в каче-

стве моторного топлива. В настоящее время промышленностью выпускаются различные типы малых нефтеперерабатывающих заводов. Работа дизель-генератора на вырабатываемом топливе мало отличается от работы на дизельном топливе, поэтому рассмотрим более подробно второй вариант.

В 2001 году появилась информация об испытании на сырой нефти с положительными результатами моторного отсека размерностью 26/26 на Коломенском тепловозостроительном заводе. Испытания проводились с целью проверки возможности перевода на нефть передвижных электростанций ПЭ-6 и ЭДВ-1 мощностью 1265 кВт. Двигатель работал в течение 300 часов на сырой нефти Восточно-Перевального месторождения.

АООТ «РУМО» проведены испытания дизеля Г72М на моторном топливе ТЭУ из нефти Талаканского месторождения. Общая наработка дизеля при испытаниях составила 80 часов, в том числе на дизельном топливе 8 часов, на моторном топливе ТЭУ с присадкой 10 часов, на этом же топливе без присадки 62 часа. Параметры рабочего процесса дизеля на топливе ТЭУ и дизельном топливе отличаются незначительно. Это позволило разработчикам сделать вывод об идентичности тепловой и механической напряженности деталей цилиндропоршневой группы и кривошипно-шатунного механизма. Расход топлива и экологические характеристики на испытываемом топливе соответствует техническим условиям на двигатель. Наблюдалось увеличение удельного расхода топлива до 10 г/(кВт·ч) и дымности отработавших газов на 2% при работе на топливе ТЭУ. При разборке двигателя после 72 часов работы на опытном топливе обнаружено повышенное нагарообразование на крышке цилиндра в районе форсунки и на распылителе форсунки.

Другим, относительно распространенным видом альтернативного топлива для поршневых ДВС, является газовый конденсат [6]. Суточная добыча газового конденсата из отдельных скважин достигает десятков тонн. До 1978 года газовые конденсаты Восточной Сибири из-за отсутствия эффективных научно-технических решений сжигались в факелах. Физико-химические свойства газовых конденсатов многих месторождений, например, Усть-Вилуйского, Мастахского, Средневилюйского и Иреляхского месторождений по-

зволяют использовать его в качестве моторного топлива без дополнительной переработки.

В настоящее время производителями дизелей ведутся работы по их переводу на газовый конденсат. Например, Челябинским тракторным заводом совместно с Южно-Уральским государственным университетом разработана и поставлена на серийное производство модификация двигателя 4ЧН15/20,5, работающая на газовых конденсатах. Двигатель используется для привода электроагрегатов типа ДГУ-60/100С.

Наиболее широкое применение в качестве альтернативного топлива для ДВС-электростанций имеет газ, в первую очередь природный (СПГ), а также попутный нефтяной (ПНГ), что важно для нефтедобывающей отрасли. Правительством РФ реализован ряд мер, стимулирующих нефтедобывающие компании к утилизации ПНГ, а именно, в лицензионных соглашениях устанавливаются обязательные требования по утилизации ПНГ. После ратификации Россией Киотского протокола было принято Постановление Правительства РФ от 01.07.05 № 410. Штрафы за выброс метана, сжигаемого на факельных установках, были увеличены в 1000 раз.

Наиболее интенсивно разрабатываемые в настоящее время месторождения Западной Сибири и шельфа являются метановыми с малым содержанием сернистых соединений, что делает их пригодными для использования в качестве топлива поршневых ДВС без дополнительной переработки. Доля газа добываемого в азиатских районах РФ неуклонно будет расти, соответственно будет усугубляться актуальность проблем децентрализации энергоснабжения, использования местных энергоресурсов, будет изменяться качественный состав природного газа в сторону увеличения в нем доли метана.

По состоянию на 1993 г. в России отсутствовали серийно выпускаемые ДВС мощностью 60 – 700 кВт, работающие на газовом топливе. Однако, в настоящее время отечественная промышленность выпускает широкую гамму газовых двигателей предназначенных, главным образом для привода электроагрегатов.

Из отечественных производителей энергетического оборудования можно выделить ОАО «Звезда-Энергетика» имеющее многолетний опыт проектирования, строительства, эксплуатации и сервисного обслуживания газопоршневых электростанций на различных

объектах нефте- и газодобывающих компаний РФ и стран СНГ. В число таких электростанций входят установки, использующие в качестве топлива как природный, так и попутный нефтяной газ, который образуется при разгазировании пластовой нефти.

Для уменьшения детонации при сгорании газа применяют модификации двигателей с пониженными степенями сжатия. Это позволяет снизить допустимое значение метанового индекса при некотором снижении КПД. Например, номинальная мощность двигателя «Вокеша» VHP9500GSI при степени сжатия 10.5 – 1250 кВт, при снижении степени сжатия до 8.0 номинальная мощность уменьшается до 1050 кВт.

Другим способом улучшения условий работы агрегатов и повышения электрической мощности является подготовка и очистка попутного газа, а также увеличение его метанового индекса. С этой целью применяются установки подготовки топливного газа, для очистки от различных механических примесей и тонкой очистки от капельной жидкости.

Аналогичные работы ведутся на других предприятиях отрасли. ЗАО «Волгадизельмаш» выпускает газовый двигатель-генератор ГДГ500/1500, созданный на базе двигателя 6ГД-21Э с внутренним смесеобразованием и форкамерно-факельным воспламенением рабочего заряда. ОАО «Пензадизельмаш» производит газодизельный агрегат АДП630С-Т400-2Д/АДП800С-Т6300-2Д на базе дизеля Д50(6ЧН31,8/33) с запальной порцией дизельного топлива, не превышающей 15%. АО «Румо» производит двигатель-электрические агрегаты с газовым двигателем 6ГЧН36/45, электроагрегаты газопоршневые ДГ68М и ДГ98М с двигателями ряда Г4Н36/45. Газовый двигатель, созданный на базе дизеля 6ЧН36/45, имеет форкамерное зажигание.

ОАО «Турбомоторный завод» производит газодизельные и газовые с искровым воспламенением модификации электростанций ЭГД-200 и ЭГД-100. ОАО «ХК Барнаултрансмаш» выпускает газовые модификации дизелей типа Д6 и Д12, устанавливаемые на газопоршневые электроагрегаты АП-100, АП-200 и АП-315. ПП «Завод им. В.А.Малышева» (Украина) выпускает газовые модификации малогабаритных электростанций на базе дизелей типа Д100 (ДН20,7/2х25,4) и Д80 (ЧН26/27).

ОАО «Первомайскдизельмаш» (Украина) производит электроагрегаты на базе газового двигателя 6ГЧН25/34.

Аналогичные разработки имеются у большинства предприятий, выпускающих передвижные электростанции, в частности ЗАО «ФУМНПЦ», разработана газодизельная модификация двигателя Д 180 (4ЧН15/20.5) для привода ДГУ-60/100С ООО «ЧТЗ-Уралтрак». Ведутся работы по переводу двигателя Д180 на СПГ с искровым воспламенением. ЗАО «Газэнергомаш» разработана широкая гамма газопоршневых электроагрегатов мощностью до 315 кВт на базе газовых (с искровым воспламенением) модификаций двигателей Д6, Д12 и ЯМЗ. Электроагрегаты оснащены микропроцессорными системами управления. Представляет интерес, разработанный ОАО «Барнаултрансмаш» «бинарный» двигатель, работающий либо как обычный дизель, либо как газовый двигатель с искровым воспламенением.

Несмотря на высокие темпы развития электроагрегатов на альтернативных видах топлива, дизельные электроагрегаты на традиционном топливе по-прежнему составляют основу малой энергетики.

Наиболее крупные производители дизель-генераторов — фирмы стран Азии и Океании. Ежегодно они выпускают около 700 тыс. таких установок из 1500 млн. общемирового производства. Доля Японии — 26%, Индии — 15, США — 14, Великобритании — 9%. Наиболее авторитетны в Европе и России фирмы «Катерпиллер», «Вильсон», «МТУ», «СДМО», «Дойц». Установки мощностью 5 – 30 кВт составляют 50%, 31 – 70 кВт — 20%, 71 – 150 кВт — 11%, остальные 19% имеют мощность 500 – 5000 кВт.

В Российской Федерации дизель-генераторные установки выпускаются большим количеством крупных и мелких предприятий [7]. В табл. 2 приведены основные производители первичных поршневых ДВС и электроагрегатов на их базе в России и СНГ.

По результатам анализа характеристик серийных электроагрегатов производства России и СНГ выполнен ряд обобщений, характеризующих достигнутый технический уровень. Средняя величина удельного расхода топлива высокооборотных (1500 мин⁻¹) электроагрегатов составляет 255 г/кВтч для мощности до 315 кВт и 235 г/кВтч для мощности свыше 315 кВт.

Таблица 2
Основные производители России и СНГ
первичных поршневых ДВС для
электроагрегатов

Производитель	Марка двигателя
ОАО «ПО Алтайский моторный завод»	Д-461 (6ЧН13/14)
ОАО «Волгоградский моторный завод»	8ЧВН15/16
ОАО «ХК Барнаултрансмаш»	Д6 (6Ч15/18, 6ЧН15/18), Д12 (12Ч15/18, 12ЧН15/18), ВА3-341 (4Ч7,6/8,4)
ОАО «Дагдизель»	48,5/11, 49,5/11
ОАО «Дальдизель»	6Ч18/22, 6ЧН18/22
ОАО «Звезда»	12ЧН18/20
ОАО «Коломенский завод»	Д49
ОАО Пензадизельмаш»	Д50 (6ЧН31,8/33)
ОАО «Румо»	6Ч23/30, 6ЧН23/30 и 6ЧН28/32, 6ЧН36/45, 6ГЧН36/45, 6ГН36/45
ОАО «Турбомоторный завод»	Д6 (6Ч15/18, 6ЧН15/18), Д12 (12Ч15/18, 12ЧН15/18), ДМ-21 (12ЧН21/21)
ООО «ЧТЗ-Уралтрак»	4ЧН15/20,5, В2Ч8,2/7,8
ОАО «Чебоксарский завод силовых агрегатов»	6ЧН16,5/18,5, 8 ЧН16,5/18,5, 12ЧН16,5/18,5
ОАО «Автодизель»	6Ч13/14, 6ЧН13/14, 8Ч13/14, 8ЧН13/14
ОАО «Рыбинские моторы»	ДП65А (4Ч11/13, 4ЧН11/13)
ГП «Завод им. В.А.Мальшева» (Украина)	Д100 (ДН20,7/2х25,4), Д80 (ЧН26/27)
ОАО «Первомайск-дизель-маш» (Украина)	6ЧН25/34, 6ЧН26/34, 6ГЧН25/34
ОАО «Юждизельмаш» (Украина)	6Ч12/14, 6ЧН 12/14, 4Ч10,5/13, 1Ч6/7,5

У среднеоборотных (750 – 1000 мин) электроагрегатов средняя величина удельного расхода топлива ниже на 5 – 10 г/кВтч.

Средняя величина ресурса электроагрегатов не зависит от мощности в пределах одного типоразмера и составляет около 12000 мч для электроагрегатов мощностью до 315 кВт. Однако, имеет место разброс значений по отдельным производителям: от 5000 – 8000 мч для продукции на базе двигателей типа 6Ч13/14 «Алтайского моторного завода» до 15000 мч («Ярославский моторный завод», дизели той же размерности) и 20000 – 25000 мч («Барнаултрансмаш», дизели типа Д6). Выделяется из этой группы электроагрегат «Чебоксарского завода силовых агрегатов» на

базе лицензионного дизеля MTU с заявленным ресурсом 65000 мч. Средняя величина ресурса среднеоборотных электроагрегатов мощностью свыше 315 кВт слабо зависит от мощности и составляет 55000 – 25000 мч, что в 5 раз превышает средний ресурс высокооборотных установок.

Перспективным направлением развития малой энергетики является совместная выработка электрической и тепловой энергии (когенерация). Основным преимуществом автономных ДВС-электростанций для комбинированного производства электроэнергии и тепла является высокая эффективность использования энергии сгорания топлива — более 85-90%, что достигается за счет утилизации тепла от контура охлаждения двигателя, системы смазки и тепла отходящих газов машины [8]. Суммарное потребление топлив электростанциями на базе поршневых ДВС составляет 17 млн. т. условного топлива в год. Утилизация сбросового тепла первичных ДВС может дать экономию топлива до 12% в отрасли малой теплоэнергетики и до 4% от общего расхода в РФ на выработку тепла. По сравнению с котельными, существенно уменьшаются вредные выбросы в атмосферу оксидов углерода, углеводородов и сажевых частиц.

Еще до выхода Федерального закона от 13.03.96 г. «Об энергосбережении», отечественные предприятия разработали и начали выпуск электроагрегатов с системами утилизации высоко- и низкопотенциального тепла. ОАО «Барнаултрансмаш» выпускает мини-ТЭЦ МТП-100/150 на базе газопоршневого электроагрегата АП 100С. Двигатель мини-ТЭЦ может работать на природном газе (сжиженный, сжатый, магистральный), промышленном газе (коксовый, биогаз, шахтный и т. д.), пропан-бутановых смесях и попутном газе. ОАО «Звезда-Энергетика» приступило к сборке автоматизированных теплоэлектростанций на базе газовых двигателей «Waukesha Dresser». ОАО «Пензадизельмаш» выпускает на базе электроагрегата АД630-Т200-2Д энергетические центры различной мощности с системой утилизации тепла выхлопных газов и охлаждающих жидкостей.

АО «Румо» производит дизель-генераторы с возможной комплектацией котлом-утилизатором выхлопных газов. ОАО «Первомайскдизельмаш» (Украина) производит котлы-утили-

заторы для электроагрегатов ДГРА-315. ОАО «Чебоксарский завод силовых агрегатов» производит мини-ТЭЦ ЭА-315К, оснащаемый устройством утилизации тепла отработавших (выхлопных) газов ТМК-60. ООО «Газэнерго-маш» производятся утилизаторы выхлопных газов и водо-водяные теплообменники для мини-ТЭС мощностью от 30 кВт до 10 мВт, в т.ч. возможна отдельная поставка для уже существующих дизель-генераторных установок.

ЗАО «ФУМНПЦ» разработана система утилизации для электростанций АД-60/100 для ЗАО «Универсальные технологии», для ДГУ-60/100С ООО «ЧТЗ-Уралтрак» (совместно с ФГУП ГосНИИ ПТ), а также для ДГРА-315 «Первомайскдизельмаш» (совместно с ООО «Газэнергомаш»).

До начала топливного кризиса (1973 г.) основные усилия разработчиков дизельных электростанций были сосредоточены на уменьшении их массогабаритных показателей и улучшении компактности комплектации. После кризиса доминирующими стали требования: повышение топливной экономичности, уменьшение материалоемкости и снижение токсичности отработавших газов. Последнее особенно актуально ввиду того, что в настоящее время в разных странах мира проводятся многочисленные работы по улучшению экологической обстановки в населенных пунктах.

Введение в конце 80-х годов в разных странах ограничений по дымности и токсичности отработавших газов заставило многие дизелестроительные фирмы пойти на дефорсирование двигателей. Такие крупнейшие фирмы, как «Даймлер-Бенц», «Лейланд», «Катерпиллер», «Камминз», «Дойц» и другие, дефорсировали двигатели в среднем по нагрузке на 10 – 20%. При этом дымность и токсичность были уменьшены примерно в 2 раза. В 80-х годах мероприятия по улучшению экологических показателей, в большей или меньшей степени, были реализованы зарубежными фирмами с привлечением существенных материальных затрат. В отечественной промышленности указанные конструктивные изменения были реализованы только на двигателях ЯМЗ и перспективных дизельных двигателях КамАЗ, ЗИЛ и ГАЗ. По уровню токсичности эти двигатели отвечают действовавшим нормам отечественных и зарубежных стандартов. Европейским нор-

мам Правил №№ 83 и 96 ЕЭК ООН, Директивы № 97/68/ЕС (табл. 3) отечественные двигатели соответствуют лишь частично.

Таблица 3
Нормы токсичности дизелей по Директиве ЕЭК ООН № 97/68/ЕС с приложением 2001/63/ЕС) Stage III (распространяются на дизели электроагрегатов), г/(кВт·ч)

Мощность, кВт	СО	NO _x +НС	PM	Дата ввода
130 – 560	3,5	4,0	0,2	31.12.2005
75 – 130	5,0	4,0	0,3	31.12.2006
37 – 75	5,0	4,7	0,4	31.12.2007
19 – 37	5,5	7,5	0,6	31.12.2005
130 – 560	3,5	4,0	0,025	31.12.2010
75 – 130	5,0	4,0	0,025	31.12.2010
37 – 75	5,0	4,7	0,025	31.12.2011

Другой важной проблемой малой энергетики является повышение качества электроэнергии. Действующим в Российской Федерации и в большинстве других стран СНГ межгосударственным стандартом на качество электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения (ГОСТ 13109-97) нормальные отклонения частоты от 50 Гц ограничены значением ±0,2 Гц, а предельные ±0,4 Гц. В энергосистемах 16-ти государств Западной и Центральной Европы, входящих в УСРТЕ (Союз по координации производства и передачи электроэнергии), действует требование, чтобы нормальные отклонения частоты от 50 Гц не превышали ±0,02 Гц. В системе РАО «ЕЭС России» не обеспечиваются даже требования ГОСТ 13109-97. Например, в 2003 г. из-за трудностей с топливоснабжением электростанций с середины ноября до середины декабря средний уровень частоты в течение всего рабочего дня был ниже 49,8 Гц, а в отдельные дни (с 23/ХІ по 2/ХІІ) опускался ниже предельного (49,6 Гц) и достигал 49,5 Гц.

Имеющиеся возможности техники управления генерацией в ЕЭС России позволяют уже сейчас существенно повысить качество частоты в объединении, приблизить его практически к западноевропейскому уровню. Для этого необходимо повысить эффективность автоматического регулирования частоты и активной мощности, привлекая к регулированию малые ДВС-электростанции, обладающие повышенным быстродействием для подавления медленных отклонений частоты с периодом 15 мин и более.

При отпуске электрической энергии пониженного качества по отклонениям частоты и напряжения, а также при отпуске электроэнергии пониженного качества по вине энергопоставляющей организации по следующим ПКЭ: коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой напряжения и ее гармонических составляющих до 40-й включительно, должны применяться скидки с тарифа, поэтому повышение качества энергии ДВС-электростанций экономически выгодно.

Таким образом, в настоящее время в России идет давно начавшийся в мировой энергетике процесс рассредоточения производства энергии путем более широкого использования ДВС-электростанций. Такой подход позволяет уменьшить потери в сетях при передаче энергии и значительно расширить виды используемого топлива за счет вовлечения в топливный

баланс местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе нефти и попутного газа. Наиболее перспективными направлениями развития ДВС-электростанций являются:

1. Расширение многотопливных свойств первичного поршневого двигателя, в первую очередь, за счет использования сжатого природного газа, сжиженного попутного газа, газовых конденсатов, местных углеводородных топлив (нефти, биогаза и т.п.);

2. Создание когенерационных установок с утилизацией тепла систем охлаждения, смазки, выпуска отработавших газов;

3. Снижение выбросов токсичных веществ с отработавшими газами двигателя;

4. Повышение качества электрической энергии;

5. Повышение энергетической эффективности ДВС-электростанций путем совершенствования конструкции первичного поршневого двигателя и агрегата в целом.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Ильковский К.К., Редько И.Я., Малозёмов А.А. Дизельные электроагрегаты – база малой энергетики. // Научно-технический журнал «Малая энергетика». М.: ОАО «НИИЭС». 2004. 2. Международное энергетическое агентство. Энергетическая политика Российской Федерации. Обзор 1995. 3. Иссерлин А.С. Основы сжигания газового топлива: Справочное пособие. Недра. Л.: 1987. 4. Клещев К.А., Мироничев Ю.П. Долгосрочные проблемы воспроизводства сырьевой базы нефтегазового комплекса России. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. №2. 1999. 5. Лютко В., Луканин В.Н., Хачиян А.С. Применение альтернативных топлив в двигателях внутреннего сгорания. МАДИ(ТУ). М.: 2000. 6. Лаврик А.Н. Экономия топлив за счет применения газовых конденсатов Восточной Сибири при эксплуатации двигателей тракторов и автомобилей. Диссертация. ЛСХИ. Л.: 1989. 7. Дизельные и газовые двигатели. Каталог. Под ред. Орлова Е.И., Вершинина А.С., Матвеева В.В. и др. ГУП ЦНИДИ. С.-Пб.: 2000. 8. Щеглов А.Г. Влияние научно-технического прогресса на повышение эффективности производства электроэнергии и тепла. // Теплоэнергетика. №3. 1993.

К ПРОБЛЕМЕ РАСШИРЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В ЕВРОПЕЙСКОМ РЕГИОНЕ РОССИИ

Аренс В.Ж., д.т.н., вице-президент РАЕН, Вертман А.А., д.т.н (ЦНИИТМАШ), Иванов В.Б., д.ф.-м. н., депутат Госдумы, Шелков Е.М. д.т.н., НИЦ «Экология» ИВТ РАН

Развитие мировой ветроэнергетики, как отмечено в одном из наиболее аргументированных обзоров последнего времени [1], характеризуется следующими показателями и тенденциями:

За 17 лет (1985 – 2002 гг.) суммарная мощность ветроэнергетических установок (ВЭУ) возросла с 1097 МВт до 31128 МВт, причем по установленной мощности лидируют Германия (12001 МВт), Испания (4830 МВт), США (4685 МВт), Дания (2880 МВт) и Индия (1702 МВт).

Согласно прогнозу, выполненному рядом Международных организаций, к 2020 году доля ветроэнергетики в общем производстве энергии достигнет 10%, однако, фактически, эта отрасль развивается со значительным (на 10 – 12%) опережением ожидаемых показателей.

В России по ряду объективных причин имеет место существенное отставание ветроэнергетики от мирового уровня, хотя в последнее время введены отдельные ВЭУ мощностью от 250

до 1000 кВт и планируется сооружение энергокомплексов (Калмыкский комплекс мощностью 23 МВт, Калининградский ветропарк морского базирования мощностью до 50 МВт и др.).

В Ростовской области функционирует ветроэлектростанция (ВЭС) в составе 10-ти импортных ВЭУ (10x30 кВт), с 1993 г. эксплуатируется Заполярная ВЭС (Воркута) из 6-ти установок мощностью 1,5 МВт. В Калининградской области в 2002 г. состоялось открытие Куликовской ВЭС на базе импортных ВЭУ общей мощностью 5,1 МВт (21x225 кВт).

Кроме перечисленных, в различных регионах эксплуатируется до 1500 ВЭУ малой единичной мощности (от 0,08 до 30 кВт).

В целом можно констатировать, что ветроэнергетика России пока находится лишь в начальной стадии освоения, хотя ее потенциал, несомненно, способен радикально и в сжатые сроки изменить ситуацию, сложившуюся в топливно-энергетическом комплексе страны.

Особое значение имеет, по нашему мнению, развитие ветроэнергетики в Европейской части РФ, которая потребляет до 60% добываемого в стране природного газа, так как

Страна	масштаб, тип и, соответственно, стоимость	Номинальная мощность (кВт)	Диаметр ротора (м)	толщина лопастей (мм)	Высота башни (м)	Масса двигателя (т)	Номинальная скорость ветра (м/с)
Англия	M-30004	500	39,9	2	36	1,5	12,1
Германия	N-34	1000	54,0	3	60	14,3	14,0
Дания	Другой мотивационный фактор создания	1000	47,0	3	59	15,8	4 – 5 м/с (за исключением прибрежной зоны крупных акваторий).
Голландия	мощных ветроэнергетических комплексов (ВЭК) именованных в Европейском регионе	1000	47,0	3	59	15,8	4 – 5 м/с (за исключением прибрежной зоны крупных акваторий).
Россия	в Сибири	1000	47,0	3	59	15,8	4 – 5 м/с (за исключением прибрежной зоны крупных акваторий).

кращения ввоза из Сибири твердого топлива, количество которого достигает 150 млн. т/год при экстремальном, не имеющим мировых аналогов, плече перевозок (более 2500 км), что составляет $\approx 40\%$ общего грузооборота железнодорожного транспорта и негативно влияет на темп развития экономики страны в целом.

Анализ показывает, что характерной мировой тенденцией является ныне сооружение

ВЭК значительной мощности (30 – 50 МВт и более), а также увеличение мощности единичных агрегатов, которая только в течение последних 14 лет возросла в 100 раз, в результате чего себестоимость электроэнергии снизилась до уровня тарифов угольных станций. Темп роста мощности ВЭУ в мире достигает 70–80%/год [2], что является беспрецедентным в истории техники и подчеркивает эффективность данного направления вовлечения неисчерпаемых ресурсов возобновляемых источников. Одна из причин бума строительства ВЭС и мощных энергокомплексов на базе типовых агрегатов – благоприятные природные условия многих стран, располагающих прибрежными территориями (Дания, Германия, Голландия, США и др.), которые, как известно, отличаются наличием стабильных ветровых потоков и высокой (> 10 м/с) скоростью ветра.

Географические особенности РФ в целом и, особенно, ее Европейской части менее благоприятны для развития масштабной ветроэнергетики, причем распределение ветровых потоков на территории России имеет свою специфику. Так, наибольшая скорость ветра (8–10 м/с) характерна лишь для северных регионов, где отсутствуют емкие потребители, а в Европейской части, в том числе в энергодетерминированных областях равнинного Центра, скорость ветра, как правило, не превышает 4 – 5 м/с (за исключением прибрежной зоны крупных акваторий). Для сравнения ниже приводятся параметры ряда ВЭС (табл. 1).

Из приведенных данных следует, что для широкого применения ВЭС в России необходимо устранить отставание отечественного энергомашиностроения, выпускающего агрегаты, которые в 5 – 7 раз тяжелее импортных блоков, что соответственно усложняет строительство, особенно в отдаленных районах экстремального климата, где длительность строительного периода не превышает 2 – 4-х мес.

Таблица 1

По указанной причине сооружение ВЭС, например, в энергодефицитных регионах Дальнего Востока и Восточной Сибири, отличающихся наличием постоянных и мощных ветровых потоков приводит к многократному (в 3 – 5 раз) повышению затрат по сравнению со строительством в Европейских странах.

Негативным фактором является и состояние отечественной сети дорожных коммуникаций, как в обжитых, так и особенно в отдаленных районах, занимающих более 65% территории РФ.

Анализ показывает, что наличие развитых, всепогодных транспортных коммуникаций и систем централизованных ЛЭП, охватывающих, практически всю территорию США и Европейских стран во многом обеспечивает сокращение лага строительства ВЭС, периода не востребовавшейся прибыли (2 – 4 недели) и бесперебойное энергоснабжение потребителей, тогда как отдаленные регионы РФ лишены выходов к Единой энергосети (ЕС), что вынуждает сооружать резервные дизельные установки, что радикально увеличивает затраты на оборудование и его эксплуатацию.

Можно констатировать, что развитие отечественной крупномасштабной ветроэнергетики с учетом специфики природных, дорожных и социально-экономических особенностей страны требует разработки нетрадиционных подходов к проблеме.

Одним из перспективных решений, которое способно резко увеличить производство ветровой энергии в России, особенно в ее Европейской части, где сосредоточен основной промышленный потенциал и где проживает более 85% населения, является размещение ВЭС на крупных внутренних акваториях (Онежское, Ладожское озера, Каспийское море и др.). Ветровые потоки в этих районах по естественным причинам отличаются стабильностью и высокой скоростью.

Оптимальное решение проблемы заключается в серийном производстве типовых модулей, размещенных на плавсредствах (далее «Плавучий ветромодуль», ПВМ). В качестве плавсредств целесообразно использовать несамоходные суда (баржи), корпус которых выполнен из стали или из армированного цемента. Применение армоцементных барж снижает в 2 – 3 раза стоимость корпуса и достаточно широко используется в ми-

ровой практике каботажного судостроения.

Преимущества унифицированных плавучих ветромодулей (ПВМ) следующие:

снижение удельных капвложений за счет тиражирования типовых изделий и их доставки по водным системам к местам дислокации в состоянии эксплуатационной готовности, что исключает трудности строительства на неосвоенных площадках и зависимость от состояния дорожной сети;

возможность выпуска ПВМ с мощностью двигателя до 3 – 5 МВт и увеличения производства электроэнергии отдельным объектом до 30 – 40 млн. кВт·ч (в среднем) за счет длительного ветрового периода (до 8000 ч/год) и экстремальной скорости ветра, характерных для крупных акваторий;

высокая устойчивость плавсредств, размещенных в мелководной прибрежной зоне акваторий с глубиной до 10 – 15 м (при фиксации ПВМ системой забитых в грунт свай), допускает безопасную эксплуатацию мачт ВЭУ высотой до 60 – 90 м, что существенно (в 3 – 5 раз) увеличивает выработку электроэнергии, ибо скорость ветра закономерно возрастает по мере удаления от поверхности акватории;

перенос в корпус судна редуктора и электрогенератора снижает в 5 – 8 раз массу блока, размещенного на торце предельно высокой мачты, сокращает стоимость изготовления оборудования, повышает надежность объекта в штормовой ситуации, позволяет использовать серийные, т.е. наиболее дешевые редукторы и генераторы, выпускаемые крупными тиражами;

помимо использования традиционной системы редуктор-генератор в ПВМ возможна установка и тихоходных электрогенераторов, применяемых в гидроэнергетике, причем применение роторов с мощными постоянными магнитами последних поколений радикально повышает надежность оборудования и снижает расходы на его обслуживание;

значительная площадь судовых помещений (порядка 1000 – 1500 кв. м) допускает размещение на борту ПВМ не только генерирующего оборудования, но и системы резервирования, способной обеспечить поставку электроэнергии в штилевые периоды.

Анализ показывает, что в качестве резервных энергоисточников типового ПВМ мощностью 3 – 5 МВт, кроме обязательной дизельной установки (300 – 500 кВт) с запа-

сом топлива, обеспечивающего работу в течение 500 – 700 час/год, могут использоваться гальванические батареи, применяемые подводным флотом и тепловые аккумуляторы.

Следует отметить, что в условиях ПВМ требования к серийным и весьма надежным гальваническим батареям не являются столь строгими, как на подводках, так как в этом случае отсутствуют ограничения по их массе, числу и габаритам.

Выполненные проработки указывают также на возможность использования тепловых аккумуляторов фазового перехода (АФП), содержащих солевые или металлические композиции с высокой теплотой плавления [3].

Преимущество АФП заключается в том, что они позволяют исключить трудности использования переменной по мощности и длительности электроэнергии, генерируемой ВЭУ в активный ветровой период, так как эта «некачественная» энергия трансформируется в тепло с помощью системы дешевых резисторных нагревателей, причем современные изоляционные материалы обеспечивают минимизацию тепловых потерь и длительное резервирование тепла.

Опуская технические подробности отметим, что нагрев среды АФП до температуры порядка 500–550°C допускает утилизацию ее теплосодержания в различных тепломеханических устройствах, но наиболее перспективным решением является применение двигателей внешнего нагрева (ДВН или двигателя Стирлинга) [4, 5], ибо КПД ДВН при указанных температурах ныне достигает 40 – 42%.

Преимущества двигателей Стирлинга, которые в последнее время получают все большее распространение в судостроении и в других отраслях – отсутствие сосудов высокого давления, систем водоподготовки, бесшумность, надежность и высокий КПД (теоретически до 70%).

Можно констатировать, что плавучий ветромодуль (ПВМ) за счет наличия тех или иных систем резервирования способен обеспечить непрерывное генерирование электроэнергии, в том числе и в период шторма, длительность которого в прибрежных районах обычно не превышает 600 – 800 час/год.

Оценки показывают также, что в судовых помещениях (трюм, палубная надстройка) типового модуля можно разместить и оборудование ряда автономных мини-производств

(АМП), потребляющих всю или большую часть энергии, генерируемой ВЭС, что исключает известные трудности подключения маломощных источников к сети РАО ЕС.

Наиболее эффективны АМП, обеспечивающие выпуск особо ценной, энергоемкой товарной продукции с использованием компактного оборудования, например, рафинирование технического кремния (99,9% Si) по экологически безопасной технологии, получение монокристаллического слитка (99,999% Si) и производство солнечных фотоэлектрических преобразователей (ФЭП).

Справочно. Цена монокристаллического кремния достигает на мировом рынке ≈ 30000 \$ [6], а цена финишных пластин еще выше, что позволяет довести объем реализации продукции единичного ПВМ до 1,5–2,0 млн. \$/год.

Не менее доходными являются и другие электротехнологии, как то: силикотермическое восстановление доломитов с получением магния высокой чистоты [7], получение и огранка искусственных полудрагоценных камней типа фианитов, изготовление «механически легированных» жаропрочных сплавов [8] и многие другие процессы, осуществляемые в компактных электротермических устройствах последних поколений.

Коммерчески целесообразно размещение на борту ПВМ и технологических линий по переработке биоресурсов с хранением продукции в холодильных камерах, комплексов воспроизводства уникальной ихтиофауны, опреснительных помольных установок и пр.

В целом плавучий ветромодуль можно рассматривать как автономное высокорентабельное мини-предприятие, обеспечивающее генерирование электроэнергии и продажу ценной ликвидной продукции, причем за счет более дешевой (на 15 – 20% энергии из-за отсутствия потерь в ЛЭП) и сокращения расходов на сооружение помещений ее себестоимость, соответственно, снижается.

Предварительные оценки показывают, что при крупносерийном производстве ПВМ с мощностью пропеллерного агрегата, например, порядка 3,0 – 4,0 МВт капвложения в ВЭУ предлагаемой конструкции в состоянии полной эксплуатационной готовности составят около 1,6 – 2,0 млн. \$.

Следует подчеркнуть, что, несмотря на наличие многочисленных устройств для преоб-

разования ветровой энергии в электроэнергию (системы с вертикальной осью вращения, турбины и др. [9]) — пропеллерные агрегаты остаются наиболее привлекательными по соображениям их технологичности и возможности серийного изготовления на многочисленных судоремонтных заводах, которые имеются во всех речных бассейнах РФ, причем их потенциал в полной мере не используется из-за неплатежеспособности заказчиков.

Этот фактор имеет ныне особое значение, ибо объем выпуска на отечественных заводах энергомашиностроения снизился по сравнению с 1991 г. в 5 – 10 раз [10], а сохранившиеся мощности уникальных предприятий (Ижорский завод, Атоммаш и др.) целесообразно использовать исключительно для изготовления новых атомных реакторов и реновации устаревшего оборудования электроэнергетики сверхкритических параметров [2].

Оптимальными регионами дислокации группы типовых ПВМ, образующих энергокомплекс большой мощности, являются (в Европейской части РФ) акватории Онежского, Ладожского озер и, особенно, Каспийского моря.

Создание, например, на акватории Северного участка Каспийского моря энергокомплекса в составе 2000 ПВМ при вложениях порядка 3,2 – 4,0 млрд. \$ обеспечивает генерирование до 60 – 70 млрд. кВт·ч/год (в среднем), что эквивалентно строительству АЭС мощностью 10000 МВт, стоимость которых превысит 15 млрд. \$ без учета дополнительных расходов на хранение ОЯТ, его вывоз к пунктам длительной выдержки, захоронение высокоактивных отходов в геологических формациях и рекультивацию площадки АЭС после демонтажа оборудования, выработавшего штатный ресурс.

К тому же длительность сооружения АЭС, как правило, превышает 5–8 лет при крупных, причем единовременных, вложениях, длительном периоде не востребовавшей прибыли и высоких кредитных ставках.

Изготовление и финишная комплектация ПВМ для «Каспийского энергокомплекса» большой мощности, напротив, может осуществляться за счет краткосрочных кредитов, так как мощность комплекса наращивается постепенно в течение 5 – 7 лет по мере выпуска ПВМ в сборе.

Производство ≈ 70 млрд. кВт·ч экономит порядка 21,5 млрд. куб. м/год природного

газа, сжигаемого ныне ТЭС региона с КПД менее 37% (для генерирования эквивалентного количества энергии) и приносит до 5,1 млрд. \$ валютных поступлений при современной цене газа на мировом рынке, которая имеет тенденцию дальнейшего роста.

С учетом отсутствия принципиальных ограничений по размещению ПВМ в прибрежной (мелководной) зоне Северного Каспия можно прогнозировать следующие последствия создания энергокомплекса большой мощности, имея в виду, например, линейную дислокацию модулей на оптимальном расстоянии друг от друга (250 – 500 м):

расширение рынка труда в Южном Федеральном округе на 100 – 120 тыс. рабочих мест, необходимых для изготовления ПВМ и их вахтового обслуживания, сокращение безработицы и повышение уровня жизни населения за счет экспорта электроэнергии в сопредельные страны и в Центральную Россию;

сокращение незаконного промысла ценных пород ихтиофауны за счет размещения на ПВМ соответствующего надзорного персонала при одновременном расширении контролируемых заготовок и переработки биопродуктов;

повышение надежности защиты Государственной границы и снижение расходов на обустройство застав;

снижение ущерба при авариях, стихийных катаклизмах или терактах, т.к. разрушение отдельных ПВМ мощностью 3 – 5 МВт не оказывает существенного влияния на объем поставок энергии крупным комплексом.

Следует также указать на преимущества передачи энергии от множества ПВМ по общему подводному кабелю, что, по сравнению с традиционными ЛЭП, снижает потери мощности, исключает обрывы при форс-мажорных ситуациях, причем стоимость строительства подводной коммуникации, согласно предварительным оценкам, окупается сокращением срока не востребовавшей прибыли и рядом других позитивных отличий этого способа транспорта электроэнергии.

Сооружение Ладожско-Онежского и Каспийского энергокомплексов на базе ПВМ обеспечивает оперативное восстановление производства на многочисленных малорентабельных предприятиях машиностроительного комплекса и не требует закупок импортного оборудования.

Особое социально-политическое значение имеет размещение множества ПВМ на акватории Каспийского моря, ибо этот регион отличается экстремально высоким темпом роста населения, тогда как его экономика развита слабо, что является одной из основных причин нестабильности.

Следует признать, что одним из факторов риска при создании крупных ветрокомплексов является недостаточная изученность воздействия сопутствующего звука (до 90–100 дБ) на флору и фауну акваторий, а также на здоровье жителей прибрежных поселений.

Предварительные расчеты показывают, что размещение лопастного агрегата ВЭУ на плавсредстве способно существенно снизить громкость звука и изменить его частотные характеристики за счет:

дислокации групп ПВМ на значительном удалении от берега (0,5 – 1,5 км) в мелководной зоне, которая занимает большую часть Северной части Каспия;

использования амортизирующих устройств, прижатых к грунту корпусом судна в процессе его притопления;

применения в конструкции ротора специальных демпфирующих сплавов системы Mn-Cu и др., отличающихся способностью радикального снижения скорости распространения звука.

Заключение

1. Технически возможно и экономически целесообразно серийное изготовление плавучих ветромодулей (ПВМ) мощностью 3 – 5 МВт и формирование на их базе энергокомплексов морского (озерного) базирования.

2. За счет преимуществ серийного изготовления ПВМ, их доставки водным транспортом и особенностей конструкции ожидаемые удельные капиталовложения не превысят, вероятно, 400–500 \$/кВт.

3. Размещение в помещениях ПВМ технологического оборудования и выпуск ценной товарной продукции, а также вытеснение углеводородного топлива снижают лаг окупаемости этих автономных энергообъектов до 2–3-х лет.

4. Формирование в Северо-Западной мелководной прибрежной зоне Каспия энергокомплекса в составе, например, 2000 типовых ПВМ способно обеспечить генерирование до 60–70 млрд. кВт·ч/год электроэнергии, что эквивалентно сооружению атомных блоков мощностью до 10000 МВт, но требует в 4–5 раз меньших затрат, а также исключает риски ядерных технологий.

5. Линейное размещение ПВМ в прибрежной зоне (Дербент-Астрахань) расширяет рынок труда на 100 – 120 тыс. рабочих мест, исключает незаконный промысел биоресурсов, повышает безопасность Гос. границы и способно трансформировать дотационную экономику региона в высокорентабельную за счет экспорта электроэнергии и выпуска особо ценной, наукоемкой продукции, а также стабилизировать социально-политическую ситуацию.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Безруких П.П., Стребков Д.С. Состояние, перспективы и проблемы возобновляемых источников энергии. //Малая энергетика. М.:ОАО «НИИЭС». № 1-2 (2 – 3). 2005. 2. Шейндлин А.Е. Размышления о некоторых проблемах энергетики. //Экономические стратегии. М. 2004. № 8. 3. Бекман Г., Гилли П.В. Тепловое аккумулирование энергии. М.: Изд. «Мир», 1987. 4. Смирнов Г.В. Двигатели внешнего сгорания. М. 1967. 5. Rakiwski M. Silnik Stirliga do podwodnych. //Prseglad morski, X1, t. 27. 1983. сайт www.membrana.ru. 6. Грихилес В.А. Солнечная энергия. /Экологическая правда. М. 11.01.2005. 7. Патент РФ № 2215050. 2003. 8. Сб. Сталь на рубеже веков. М.:Изд. МИСиС. 2001. 9. Редько И.Я. Место малой энергетики в энергетическом балансе России. //Малая энергетика». М.: ОАО «НИИЭС. 2004. № 1. 10. Величко В.Ф. Состояние энергомашиностроения. //Тяжелое машиностроение. М. 2003. № 9. РАН (485-9445).

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Николаев В.Г. к. ф-м. н., Ганага С.В. к. ф-м. н., Научно-информационный Центр «АТМОГРАФ»

Статья написана по материалам Европейской конференции и выставки EWEA 2006, проходивших в Афинах с 27 февраля по 3 марта 2006 г.

В работе научной конференции EWEA 2006 приняли участие почти 1400 специалистов более чем из 40 стран мира.

В экспозиции Европейской выставки по ветроэнергетике в 2006 г. приняли участие около 150 крупнейших мировых ветроэнергетических компаний, около 2000 их представителей более чем из 50 стран мира, являлись членами Мирового Совета по ветроэнергетике (GWEC).

В состав GWEC входят в настоящее время Европейская ветроэнергетическая Ассоциация (EWEA), национальные ветроэнергетические ассоциации США (AWEA), Австралии (AusWind), Канады (CanWEA), Китая (CREIA), Индии (IWTMA), Японии (JWEA и JWPA). Совет объединяет в своих рядах более 1500 компаний, организаций и институтов, абсолютное большинство крупнейших мировых производителей ветроэнергетического оборудования, на долю которых приходится 99% установленной мощности ВЭС в мире. Наиболее авторитетными из них являются: Airtricity, Acciona, Gamesa, Garrad Hassan, GE Energy, Hansen Transmissions, LM Glasfiber, Nordex, RES, Siemens, Shell WindEnergy, Suzlon, Vestas и др.

Современное состояние мировой ветроэнергетики

По данным GWEC 2005 год оказался рекордным для мировой ветроэнергетики: за этот год в мире были установлены ветроэнергетические станции и установки (ВЭС и ВЭУ) общей мощностью 11769 МВт, что на 43,4% больше, чем в 2004 году (8207 МВт). Сумма продажи ВЭУ в мире в 2005 г. составила около 12 млрд. \$.

В результате, суммарная установленная мощность ВЭС в мире к концу 2005 г. достигла 59322 МВт, что на 25% больше, чем к концу 2004 г.

Таким образом, планы по вводу ветроэнергетических мощностей, принятые в рамках Гло-

бального международного Проекта Wind Force 12 (производство 12% потребляемой в мире электроэнергии за к 2020 г. за счет ВЭС), принятого в 2002 г., выполняются с существенным опережением.

Европа, увеличив в 2005 г. суммарную установленную мощность ВЭС на 18%, по-прежнему лидирует с суммарной установленной мощностью на конец 2005 г. — 40500 МВт (69% всех мировых мощностей ВЭС). Развитие Европейского ветроэнергетического рынка идет с сильным опережением планов Европейской Комиссии как по суммарной установленной мощности (40000 МВт к 2010 г.), так и по количеству стран, серьезно включившихся в эту отрасль, таких как Португалия и Франция.

Европа покрывает за счет ВЭС около 3% суммарного потребления электроэнергии. Ожидается, что к 2010 г. около трети взятых Европейским Союзом обязательств по Киотскому соглашению по сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу будет обеспечено за счет ветроэнергетики.

Лидерами по введенной мощности в 2005 г. стали США (2431 МВт), Германия (1808 МВт), Испания (1764 МВт), Индия (1430 МВт), Португалия (500 МВт), Китай (498 МВт).

Странами с наибольшей суммарной установленной мощностью ВЭС на конец 2005 г. являются Германия (18 428 МВт), Испания (10027 МВт), США (9149 МВт), Индия (4430 МВт), Дания (3122 МВт). Италия, Великобритания, Нидерланды, Китай, Япония, Португалия. По суммарной установленной мощности ВЭС они превосходили «гроссмейстерский», считающийся в настоящее время необходимым для самоподдерживающегося развития в стране, рубеж в 1000 МВт.

Данные о введенной и достигнутой в 2005 г. суммарной установленной мощности ВЭС в ведущих мировых ветроэнергетических странах приведены в табл. 1.

Несмотря на продолжающееся лидерство в мире Европейской ветроэнергетики, наметились тенденции по усилению роли других

Таблица 1

Страна	Введенная мощность ВЭС в 2005 г.		Суммарная установленная мощность ВЭС к концу 2005г.	
	МВт	% от мировой	МВт	% от мировой
Австралия	328	2,8		
Великобритания	446	3,8	1 353	2,3
Германия	1 808	15,4	18 428	31,0
Дания	3 122	5,3		
Индия	1 430	12,2	4 430	7,5
Испания	1 764	15,0	10 027	16,9
Италия	452	3,8	1 717	2,9
Китай	498	4,2	1 260	2,1
Нидерланды			1 219	2,1
Португалия	500	4,2		
США	2 431	20,7	9 149	15,4
Франция	367	3,1	540	0,9
Япония			1 231	2,1
Сумма первых 10	10 024	85,2	51 936	87,5
Остальной мир	1 745	14,8	7 368	12,5
Мир в целом	11 769	100,0	59 322	100,0

регионов. Так, в 2005 году на долю стран Европейского Союза пришлось около половины суммарной мировой установленной мощности ВЭУ, в то время как в 2004 г. эта доля составляла около трех четвертей. Около четверти мировой установленной мощности ВЭУ в 2005 г. пришлось на Северную Америку, в результате чего суммарная установленная мощность ВЭУ в США и Канаде за год возросла на 37%.

Для США 2005 г. оказался рекордным по введенной мощности ВЭС (почти 2500 МВт).

По сообщению Американской Ассоциации по ветроэнергетике данный успех связан с поддержанием стабильности стимулирования в последние три года национальной ветроэнергетики со стороны Государства. Это выразилось в беспрецедентной для кредитной политики страны пролонгации Конгрессом США на три года срока кредитов на покупку электроэнергии, вырабатываемой ВЭС, непосредственно перед его истечением. Благодаря этому от США следует ожидать столь же ошутимого роста в следующие несколько лет.

Канада увеличила установленную мощность на 53%, достигнув суммарной установленной мощности 683 МВт и, по словам Президента Канадской ветроэнергетической Ассоциации Р. Хорнунга, 2005 год запомнится для Канады как первый год ошутимого

промышленного использования большого ветроэнергетического потенциала страны.

Рост вновь вводимых мощностей ВЭС более 49% по сравнению с 2004 г. был достигнут в 2005 г. в странах Азии, где суммарная установленная мощность ВЭС была увеличена за 2005 г. ~ на 20% и достигла 7135 МВт. Наиболее значительный рост здесь продемонстрировала Индия (1430 МВт), достигнув суммарной мощности 4430 МВт.

Рост мощностей в Китае был стимулирован ожиданием принятия национального закона по возобновляемой энергетике, принятого и вступившего в силу 1 января 2006 г. В результате в 2005 г. здесь было введено 500 МВт ветроэнергетических мощностей (вдвое больше, чем в 2004 г.) и суммарная установленная мощность ВЭС в Китае достигла 1260 МВт.

По заявлению представителя Китайской промышленной Ассоциации по возобновляемой энергии Ли Чжунфенг, целью ветроэнергетики Китая является достижение суммарной установленной мощности ВЭС 5000 МВт к концу 2010 г.

Австралия удвоила суммарную установленную мощность ВЭС, введя в 2005 г. 328 МВт и достигнув суммарных 708 МВт. По словам представителя CEO AusWind Д. Лафонтейна, реализация разрабатываемых ныне государственных механизмов финансовой поддержки ветроэнергетики, а также разрабатываемых проектов на сумму 1,62 млрд. австралийских долларов должна обеспечить дальнейший существенный рост австралийской ветроэнергетики и довести суммарную установленную мощность ВЭС до 1660 МВт к концу 2007 г. К 2010-2012 гг. планируется довести суммарную установленную мощность ВЭС до 6 221 МВт.

Относительно молодой африканский рынок продемонстрировал дальнейшее развитие, удвоив в 2005 г. вновь введенную мощность по сравнению с 2004 г., в основном за счет Египта (230 МВт в сумме в 2005 г. против 145 в 2004 г.) и Марокко (64 МВт против 54 МВт).

Наряду с достижениями мировых ветроэнергетических лидеров представляется целесообразным отметить успехи еще нескольких стран: Австрия (суммарная мощность ВЭС на конец 2005 г. – 220 МВт), Греция (330 МВт), Польша (135 МВт + планы по доведению суммарной мощности ВЭС до 1500 МВт к 2012 г.),

Новая Зеландия (169 МВт), Южная Корея (98 МВт), Тайвань (87 МВт), Коста Рика (71 МВт), Карибы (55), Турция (43). Вплотную к рубежу 30 МВт приблизились Тунис, Филиппины (планируют довести в ближайшие 10 лет суммарную мощность ВЭС до 417 МВт), Аргентина, Колумбия, Бразилия (последняя планирует к концу 2006 г. довести суммарную установленную мощность ВЭС до 1350 МВт).

Отметим также показательный для России результат Украины (88 МВт).

На этом фоне современные показатели России (≈ 14 МВт) представляются более чем скромными, а с учетом ветроэнергетических традиций бывшего СССР (более 100 МВт суммарной установленной мощности ВЭС в конце 50-х годов) и огромного ветроэнергетического потенциала страны, необъяснимыми и стратегически недальновидными для зарубежных специалистов, менеджмента и производителей ВЭУ. Непонятным для зарубежной общественности представляется также отсутствие в России активной позиции Государства в поддержку национальной энергетики.

Как следствие, а также в связи с возрастающим спросом в мире на ветроэнергетическое оборудование, следует отметить некоторое снижение по сравнению с прошлыми европейскими и мировыми конференциями интереса мировых производителей к России, как потенциальному рынку сбыта ВЭУ.

В своем выступлении Председатель GWEC Зервос А. отметил, что в настоящее время ветровая энергия по сравнению с традиционными видами энергии предлагает большие возможности для развития экономики, создания новых рабочих мест, обеспечения безопасности энерговыработки, уменьшения скачков цен на углеводородное топливо, снижения выбросов углекислого газа.

По данным Зервоса А. в 48 странах мира уже приняты законы и меры регулирования в поддержку возобновляемой энергетики, однако, он призвал предпринимать все меры по дальнейшему развитию мирового ветроэнергетического рынка и вовлечению в него новых членов.

Перспективы мировой ветроэнергетики

В распространенном на Конференции документе GWEC [1] (Wind Force 12. Summary Results in 2020. GWEC. 2005) разработаны и приведены уточненные рубежи развития

мировой ветроэнергетики к 2020 г., основными из которых являются следующие:

суммарная установленная мощность ВЭС в мире в 2020 г. — 1254030 МВт;

ежегодная установленная мощность ВЭС в мире — 158728 МВт;

ежегодная выработка электроэнергии ВЭС в мире — 3054 ТВт·ч;

уменьшение выбросов CO_2 в мире ежегодно — 1 832 млн. т;

суммарное уменьшение выбросов CO_2 в мире к 2020 г. — 10771 млн. т;

ежегодные инвестиции в мировую ветроэнергетику — 80 млрд. $\text{\$}$;

количество рабочих мест — 2,3 млн;

удельная стоимость капитальных вложений в ВЭС — 512 $\text{\$/кВт}$ уст. мощности;

себестоимость электроэнергии ВЭС — евро2,45 cents/кВт·ч;

Региональные рубежи на 2020 г. в соответствии с [1] в терминах суммарной установленной мощности ВЭС выглядят следующим образом:

15 стран Евросоюза + Венгрия, Исландия, Норвегия, Турция, Чехия, Швейцария — 230 ГВт;

Страны СНГ, Балтии, Болгария, Словакия, бывшая Югославия — 130 ГВт;

Китай — 170 ГВт;

Юго-восточная Азия (Индонезия, Корея, Малайзия, Филиппины и др.) — 70 ГВт;

Южная Азия (Индия, Бангладеш, Непал, Пакистан, Шри-Ланка) — 50 ГВт;

Средний Восток (Ирак, Иордания, Иран, Кувейт, Ливия, Сауд.Аравия и др.) — 25 ГВт;

Австралия, Новая Зеландия, Океания, Япония — 90 ГВт;

Африка — 25 ГВт;

Северная Америка (США и Канада) — 310 ГВт;

Латинская и Южная Америка (включая Карибские о-ва) — 100 ГВт.

Однако, как было неоднократно подчеркнуто в докладах и распространенных на EWEA 2006 документах, в том числе [1, 4, 5] без существенной политической и экономической поддержки ветроэнергетика в настоящее время по-прежнему остается в невыгодном положении по сравнению с традиционными способами энерговыработки. Это во многом обусловлено искаженной экономической политикой на мировом энергетическом рын-

ке в пользу традиционных невозобновляемых энергоносителей, созданной десятками значительных финансовых, политических и структурных видов их поддержки.

Относительно существующих диспропорций в экономической политике на мировом энергетическом рынке в пользу традиционных энергоносителей в ряде докладов и документов конференции было отмечено, что ежегодные дотации на традиционные виды энергетики (электростанции на органическом и ядерном топливе) по официальным оценкам составляют в мире порядка 250-300 млрд. USD. Так, по оценкам Мирового Банка развития, в 1997 г. только в странах Европейского Союза дополнительные субсидии на тепловые станции составили 58 млрд. USD. С учетом этих дотаций, по данным, полученным в ходе выполнения Проекта Европейской Комиссии Extern E, с учетом указанных дополнительных затрат себестоимость энергии, получаемой на тепловых (на угле и жидких углеводородах) электростанциях оказывается вдвое, а на газе — на 30% выше, чем официальная.

При прекращении этих не учитываемых в себестоимости энергии дотаций ветроэнергетика смогла бы успешно конкурировать с традиционными отраслями энергетики без всяких дотаций.

По тем же данным, за последние 30 лет расходы на развитие возобновляемых источников энергии составили лишь 8% от расходов на усовершенствование традиционных технологий энергопроизводства на основе органического и ядерного топлива.

Большие надежды на дополнительный импульс развития мировой ветроэнергетики попрежнему связан с реализацией основных положений Киотского протокола во исполнение Конвенции ООН по изменению климата, предписывающих ощутимое (15-30% к 2020 г.) сокращение выбросов в атмосферу парниковых газов и стимулирующих таким образом развитие бестопливных технологий выработки энергии [1, 3].

В связи с этим, все настоятельнее звучат рекомендации международным финансовым институтам и банкам развития отдавать приоритеты в пользу возобновляемой энергетики (ВИЭН) при финансировании национальных и международных энергетических проектов.

В качестве эффективных мер предлагается увеличение процентных отчислений всего энергетического сектора в пользу развития возобновляемой энергетики и резкое сокращение субсидий на реализацию традиционных, сжигающих органическое топливо, технологий.

В январе 2005 г. «Восьмерка» ведущих стран мира в инициативном порядке поставила своей долгосрочной целью препятствовать повышению глобальной температуры планеты более чем на 2° по сравнению с доиндустриальным уровнем. Для достижения этой цели приняты планы по достижению к 2025 г. выработки 25% электроэнергии с помощью возобновляемых источников энергии.

Во исполнение этих планов правительствам «Восьмерки» даны рекомендации по устранению барьеров на пути ВИЭН и увеличению инвестиций в этот сектор и в энергосберегающие технологии, главным образом за счет сокращения субсидий традиционных видов энергетики на ископаемом органическом топливе.

В качестве рекомендаций в области национальной политики государств в отношении возобновляемой энергетики отмечены следующие:

разработка и принятие государственных узаконенных и обязательных к исполнению целей и планов по развитию национальной возобновляемой энергетики;

разработка и принятие правовых и экономических инструментов реализации национальных программ и развития рынков ВИЭН;

обеспечение механизмов возврата инвестиций в ВИЭН с использованием ценообразования на их энергию и сроков реализации проектов ВИЭН, обеспечивающих приемлемый уровень инвестиционных рисков и гарантий возврата вложенных средств;

реформирование национальных энергетических рынков с целью устранения барьеров на пути широкомасштабного внедрения ВИЭН, а также установления истинных объемов субсидий в традиционные энергопроизводства на базе органических и ядерных энергоносителей и их кординального снижения для обеспечения равных конкурентных возможностей.

Развитие ветроэнергетических технологий

За последние 25 лет ветроэнергетические установки существенно «подросли» (от размеров 20 м в диаметре ветроколеса и высоты башен 25 – 30 м в конце 1980-х до 126 м в диа-

метре и 130 м в высоте башен к 2006 г.) и «возмужали», достигнув единичной мощности 4,5 – 5,0 МВт (ENERCON 112, Multibrid 5 МВт, REPower 5 МВт). В стадии опытной разработки (с ожидаемым выходом опытных образцов в 2007 – 2008 гг.) находятся прототипы ВЭУ шельфового базирования с мощностью до 6 МВт и диаметром ветроколеса 126 м (ENERCON 126). Более трети суммарной установленной мощности ВЭУ в мире сегодня приходится на ВЭУ единичной мощности 1,5 – 2,0 МВт.

По мнению технических специалистов ведущих компаний-производителей (ENERCON, NORDEX, GAMESA) наиболее эффективными и надежными с учетом технологичности, прочности, надежности, энергетической эффективности и эксплуатационных характеристик являются ВЭУ единичной мощности $\approx 2,0 - 3,0$ МВт. Единичная мощность ВЭУ 4 – 5 МВт на уровне сегодняшних технологий близка, по мнению ряда специалистов, к предельной. Примером тому служит ВЭУ ENERCON 112 (4,5 МВт с диаметром ветроколеса 112 м и высотой башни до 130 м), об изготовлении опытных образцов которой было объявлено в 2003 г. В настоящее время в Германии продолжаются испытания (и, видимо, доводки) первых 8 ВЭУ этого типа, причем специалисты не называют сроков их окончания и не дают комментариев по вопросу о возможности их продажи на экспорт.

ВЭУ последних поколений существенно прибавили в надежности, безремонтный ресурс серийных ВЭУ достигает 120000 часов или 20 лет. Гарантия при покупке и установке новых ВЭУ компанией-производителем составляет 2 года, при продаже по схеме «Second Hand» – 1 год.

Обслуживание ВЭУ последних поколений не требует больших трудозатрат и составляет, по данным производителей [3], порядка 40 часов в год. Трудозатраты на производство, доставку, установку, подключение сети и запуск ВЭС в расчете на 1 МВт установленной мощности составляют по данным специалистов компаний ENERCON, GAMESA, VESTAS от 12 до 22 чел.-лет, обслуживание 1 МВт ВЭС в среднем осуществляет 1,5-2,0 специалиста.

Благодаря развитию технологий, росту размеров ВЭУ и высоты их башен, грамотному размещению ВЭУ в местах с высоким ветроэнергетическим потенциалом эффектив-

ность современных ВЭУ возросла до 24-25% в терминах коэффициентов использования номинальной мощности. В планах Европейского Союза на 2010 – 2012 гг. для этого показателя установлены рубежи в 28 – 30%.

Наибольшей эффективности современные ВЭУ достигают в составе многоагрегатных ВЭС, или ветроэнергетических ферм (Wind Farms), или парков при их оптимальном размещении с учетом роз ветров и топографических особенностей местности.

По нормативам, определенным из массовой мировой практики, возведения ВЭС суммарной установленной мощности 10 МВт устанавливаются и запускаются в течение $\approx 2 - 3$ месяцев. Контроль за ними осуществляется дистанционно, регламентные или эксплуатационные работы осуществляются мобильными командами из расчета в среднем 1 специалист на 10 – 15 ВЭУ в первые 5 – 7 лет работы ВЭС.

Суммарная установленная мощность современных ВЭС и ветровых парков составляет от 5 – 10 до 300 МВт (США). Многие специалисты-практики сходятся во мнении, что с учетом технического состояния электрических сетей, допустимой нагрузки ВЭУ на энергетические системы, выбора оптимальных мест их установки, наиболее эффективными в настоящее время являются ВЭС суммарной установленной мощностью 30 – 50 МВт.

Новым крупномасштабным направлением современной ветроэнергетики являются ВЭС морского (шельфового) базирования (Offshore Technology). Бурный рост этого направления обусловлен высокой степенью приватизации и стоимостью земли, более высоким ветроэнергетическим потенциалом над морем, возможностью решения ряда экологических проблем.

Развитие этого направления потребовало разработок новых технологий производства фундаментов и монтажа ВЭУ, прокладки электрических коммуникаций, а также модификации самих ветроагрегатов в направлении повышения их надежности с учетом их работы в сложных климатических и эксплуатационных условиях (повышенная порывистость ветра, соленость и влажность, высокая возможность обледенения, ограниченная доступность из-за штормов).

Надо отдать должное мастерству и упорству зарубежных разработчиков и производи-

Таблица 2

**Фирмы-лидеры
на рынке продаж ВЭУ в 2003 г.**

телей ВЭУ, сумевших в течение нескольких лет создать и наладить массовое производство ВЭУ «морского» типа достаточно высокой эффективности и надежности.

Единичная мощность шельфовых ВЭУ составляет от 2 МВт и выше, суммарная установленная мощность разрабатываемых и реализуемых проектов офшорных ВЭС достигает 150 – 250 МВт.

Основными полигонами для развития рынка офшорных ВЭС в настоящее время являются шельфы Балтийского, Северного и Норвежского морей, ветровые ресурсы которых по имеющимся оценкам превосходят энергетические потребности Европы.

Большие перспективы развития ВЭС морского базирования связываются с освоением шельфов Китая, Филиппин, Японии и ряда стран Юго-Восточной Азии.

Странами-лидерами по масштабам установки офшорных ВЭС являются Германия, Дания, Испания, США.

Удельная стоимость капитальных вложений в ВЭС морского базирования существенно (в 1,7 – 2,0) выше сухопутных ВЭС. Рентабельности считаются ВЭС, удаленные от берега не далее 40 км и устанавливаемые на глубине шельфа не более 25 – 35 м, причем указанные ограничения обусловлены в основном экономическими соображениями (высокой стоимостью подводных энергетических коммуникаций, производства фундаментов и монтажа ВЭУ на большой глубине).

№	Компания-производитель	Страна	Доля продаж, %
1	Vestas	Дания	21,6
2	Enercon	Германия	17,9
3	Neg Micon	Дания	13,2
4	Gamesa	Испания	11,3
5	General Electric	США	8,6
6	Suzuki	Япония	6,8
7	Siemens	Германия	6,8
8	Мировые ВЭУ	Россия	3,0
9	Бразилия	Испания	3 – 5 км и более (расстояние от берега)
10	Бразилия	Испания	3 – 5 км и более (расстояние от берега)
11	Остальные	США	5,0

ветер успевае трансформироваться в более сильный морской). Установка ВЭС на шельфе в непосредственной близости от берега (до 1 – 1,5 км) оказывается, по мнению ряда специалистов, малоэффективной из-за высокой стоимости строительства ВЭС и недостаточно высокого ветропотенциала. При наличии свободной для строительства ВЭС земли (например, для России) их возведение на берегу оказывается намного эффективнее в экономическом отношении, чем на шельфе.

Производственно-экономические аспекты

Лидерами мирового производства и экспорта ВЭУ в настоящее время являются европейские компании (табл. 2).

В качестве новой тенденции следует отметить появление на рынке производства новых для ветроэнергетики компаний, таких как GE и Siemens, занимающихся ветроэнергетикой в плане диверсификации основной и традиционной своей деятельности. Организация и развитие производства ВЭУ при этом осуществляется на базе заимствованных на коммерческой основе (перекупленных технологий или самих ветроэнергетических компаний, например, покупка SIEMENS известной компании BONUS).

Экономика ветроэнергетики как отрасли определяется следующими компонентами: весьма высокими удельными капитальными вложениями при возведении ВЭС, расходами на их эксплуатацию и ремонт, а также расходами на резервирование и балансировку централизованных энергетических систем, а также на соответствующую модернизацию электрических сетей.

Дополнительные затраты при внедрении ветроэнергетики связаны в основном с тремя обстоятельствами, часто приводимыми в качестве экономических аргументов против широкомасштабного ее использования.

Первое связано с работами по подключению и интеграции ВЭС в централизованные системы, второе — с необходимостью балансировки и резервирования суммарных электрогенерирующих мощностей, обусловленных непостоянством выработки энергии ВЭС, а третье — с необходимостью модернизацией электрических сетей в случае существенного наращивания новых как ветроэнергетических, так и иных, в том числе традиционных электрогенерирующих мощностей.

В ряде докладов и материалов Конференции были приведены данные исследований структуры и величины указанных затрат и их влияния на рост себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭС.

Затраты на интеграцию ВЭС в энергетические системы, по самым консервативным прозвучавшим на конференции оценкам, не приводят к увеличению себестоимости электроэнергии ВЭС более чем на 3 – 4 ¢/МВт·ч [2].

Результаты исследований дополнительных расходов на балансировку и резервирование суммарных электрогенерирующих мощностей при внедрении ветроэнергетики, проведенных в Великобритании, Германии, Ирландии, Испании и других североевропейских странах позволяют оценить соответствующее дополнительное увеличение себестоимости электроэнергии в пределах 1 – 2 ¢/МВт·ч и 2 – 4 ¢/МВт·ч для вкладов ВЭС в суммарную мощность энергетических систем соответственно менее и более 10% [2].

Установлено при этом, что доля дополнительных расходов на балансировку электрогенерирующих мощностей при внедрении ветроэнергетики в себестоимости электроэнергии ВЭС существенно снижается при расширении географии их размещения в силу пространственного несовпадения колебаний ветроэнергетического потенциала.

Последнее обстоятельство оказывается практически важным для стран с большими территориями, в том числе для России, где колебания мощности ВЭС, интегрированных в централизованную энергетическую сеть и расположенных в разных часовых поясах, могут быть выровнены за счет суточного хода и географической неоднородности ВЭП.

Большинство электрических сетей в странах Европы (что в равной мере относится и к России) в случае существенного наращивания новых как ветроэнергетических, так и иных, в том числе традиционных электрогенерирующих мощностей, нуждаются в модернизации и соответственно дополнительных инвестициях.

Результаты исследований структуры, масштабов работ и размеров дополнительных инвестиций при модернизации электрических сетей, проведенных в Австрии, Германии, Дании, Нидерландах, Франции и других странах, позволяют оценить соот-

ветствующее дополнительное увеличение себестоимости электроэнергии в пределах 0,1 – 4,7 евро/МВт·ч, причем большее значение соответствует 30% вкладу ВЭС в суммарную мощность сети. Таким образом, увеличение себестоимости электроэнергии ВЭС за счет указанных дополнительных затрат, в силу незначительности, не является препятствием для широкомасштабного внедрения ветроэнергетики.

Данные экономического анализа ряда авторов, а также компаний производителей позволяют оценить вклад эксплуатационных расходов на содержание и соответствующий ремонт крупных ВЭС в повышение себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии на уровне 15 – 25 евро/МВт·ч в зависимости от установленной мощности ВЭС и ее удаленности (точнее труднодоступности).

Следует отметить, что расходы на возведение, запуск, содержание и соответствующий ремонт ВЭС небольшой (до нескольких МВт) установленной мощности, а тем более одиночных ВЭУ, особенно в удаленных местах, оказываются намного выше, чем у крупных ВЭС, и их использование чаще всего оказывается малоэффективным и, как правило, малорентабельным. Как следствие этого, западные компании-производители и дистрибьютеры ВЭУ крайне неохотно берутся за реализацию проектов ВЭС с суммарной установленной мощностью менее 10 – 15 МВт, а крупные финансовые институты, банки и инвесторы, работающие в области ветроэнергетики в последние годы не рассматривают ветроэнергетические проекты стоимостью ниже 30 – 50 млрд. ¢.

В целом, данные европейских исследований однозначно указывают на то, что затраты на широкомасштабное внедрение ветроэнергетики, включающие удельные капитальные вложения в производство или покупку ветроэнергетического оборудования, строительство и эксплуатацию ВЭС, а также дополнительные инвестиции на резервирование и балансировку и соответствующую модернизацию электрических сетей, однозначно окупаются, особенно с учетом сохранения окружающей среды и улучшения экологической обстановки за счет снижения выбросов в атмосферу CO₂ и прочих вредных продуктов сгорания органического топлива.

Существенно также отметить, что, в соответствии с планами-прогнозами GWEC и TWEA к 2020 г. ожидается снижение себестоимости электроэнергии ВЭС наземного и морского (шельфового) базирования соответственно на 20 и 40% по сравнению с уровнем 2003 г. (соответственно до $\approx 2,5$ и $4,0$ ¢/кВт·ч).

Разумеется, динамика ценообразования может испытывать и колебания. Так, например, в прошлом году на более чем двухкратное повышение мировых цен на органическое топливо ветроэнергетический рынок ответил 15-20% повышением цен на ветроэнергетическое оборудование большинства крупнейших компаний-производителей.

Однако, указанное повышение цен на ВЭУ, судя по возросшему на них рыночному спросу, представляется вполне экономически оправданным для их пользователей и не только не снизило, но даже существенно повысило инвестиционную привлекательность ветроэнергетики в мире.

Актуальные научно-технические задачи мировой ветроэнергетики

Наибольшее количество результатов научных и прикладных исследований, представленных на конференции, было посвящено следующим направлениям.

Исследования динамического взаимодействия и технических условий подключения и совместной работы ВЭС и энергетических систем, а также сетевых и системных возможностей их крупномасштабного интегрирования в централизованные энергетические системы. В России эти работы, на наш взгляд, следует проводить с учетом особен-

ностей стран европейской электрической сети, а также электрических сетей стран СНГ, Балтии и Китая, как возможных партнеров и потребителей избыточных энергетических мощностей России.

Изучение закономерностей и особенностей пространственных (географических и высотных) и временных (межгодовых, сезонных, суточных и часовых масштабов) распределений ветроэнергетического потенциала и энергетических показателей ВЭС для обеспечения оптимального (и по возможности централизованного) планирования распределения ВЭС на больших территориях и оптимальных конфигураций ВЭУ в составе ВЭС и в локальных пунктах.

Исследование и мониторинг ветровых ресурсов в различных регионах Европы и планеты, разработка национальных и региональных ветроэнергетических атласов, в том числе морских. Проведение многоуровневых измерений характеристик ветра. Статистическое и численное моделирование ветроэнергетического потенциала.

В связи с этим, отметим появление на рынке ветроэнергетических услуг многих компаний, специализирующихся на оказании консультативной помощи, измерениях и моделировании ветроэнергетического потенциала.

Разработка и усовершенствование методов краткосрочного прогнозирования мощностей и выработок энергии ВЭС. В среднегодовом исчислении уменьшение времени прогноза с одних суток до несколько часов позволяет, по мнению специалистов, уменьшить почти вдвое стоимость резервирования и балансировки энергетических систем.

ЛИТЕРАТУРА: 1. Wind Force 12. Summary Results in 2020. GWEC. 2005. 2. Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply. EWEA. 2005. 3. Wind Power Technology. EWEA. 2004. 4. The Current Status of the Wind Industry. EWEA. 2005. 5. Wind Power Economics. EWEA. 2005.

«ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ»

Международный Круглый Стол (17 марта 2006 г., Россия, Москва)

Международный Круглый Стол по проблемам практического использования в России новых энергоэффективных технологий и возобновляемых энергетических ресурсов, имел целью обсудить практический опыт внедрения новых энергетических технологий в России, а также предложить меры по преодолению барьеров на пути интеграции нетрадиционных (возобновляемых) ресурсов в энергетический баланс страны.

Концепция Круглого Стола и его деловой формат привлекли к себе 120 специалистов отрасли из разных регионов РФ.



Участники Круглого Стола отметили, что одним из перспективных путей решения проблемы экономии энергии в России является применение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и новых энергоэффективных технологий для теплоснабжения зданий и сооружений, которое сегодня в России является одним из наиболее емких потребителей топливно-энергетических ресурсов. Преимущества технологий теплоснабжения, использующих ВИЭ в сравнении с их традиционными аналогами, связаны не только со значительными сокращениями затрат энергии в системах жизнеобеспечения зданий и сооружений, но и с их экологической чистотой, а также предоставляемыми новыми возможностями в области повышения степени автономности систем жизнеобеспечения. В недалеком будущем именно эти качества будут иметь определяющее значение в формировании конкурентной ситуации на рынке теплохладогенерирующего оборудования, как в нашей стране, так и за рубежом.



Главным недостатком существующей тарифной политики на энергетические ресурсы является то, что тарифы не отражают технологическую сущность производства энергии как по качеству, так и по количеству. Предметом рыночных отношений должно являться не просто количество потребленной энергии, а предоставление мощности в определенное время. При этом методологически нет никакой принципиальной разницы, на какой вид энергии предоставляются услуги - тепловую или электрическую. Сегодня цена на энергоресурсы не отражает затрат на ее производство в зависимости от времени.

Кроме того, ради простоты расчетов сегодня определяются не конкретные тарифы для характерных режимов энергоснабжения, а средневзвешенные, среднегодовые тарифы по региону! Учитывая европейский опыт применения гибкой системы тарифов на энергоресурсы, сотрудничество по этому направлению в рамках Энергодialogа было бы весьма полезным.

Отсутствие учета в тарифах экологических последствий сжигания органического топлива сегодня является серьезной ошибкой существующего метода ценообразования на энергоресурсы и фактически препятствует внедрению новых энергетически эффективных технологий. Представляется целесообразным в рамках Энергодialogа инициировать разработку нормативных и подготовку распорядительных документов по учету в тарифах на энергоресурсы экологической составляющей. На первом этапе рекомендуется принятие распорядительных документов (Постановления Пра-

вительства, регламентов), обязывающих при разработке градостроительной документации (стадии ТЭО новых строительных объектов) использовать тарифы на энергоресурсы, включающие экологическую составляющую, учитывающую экономический ущерб от загрязнения окружающей среды при сжигании традиционного топлива в районе строительства. Население и предприятия это не затронет, но коренным образом может изменить сложившееся отношение к энергоэффективным технологиям, доставшееся нам в наследство от энергорасточительного СССР.

Рекомендуется введение в практику разработки ТЭО новой техники, а также вновь строящихся энергетических, коммунальных и жилых объектов «перспективных» тарифов на тепловую и электрическую энергию.

Необходимо разработать механизмы предоставления финансовых преференций, льгот и гарантий для энергосберегающих проектов и возобновляемой энергетики.

Желательно организовать в регионах России Центры трансфера энергоэффективных технологий. Это направление представляется очень важным, поскольку, позволит подготовить и обучить кадры, обеспечить юридическое, техническое, патентное и иное сопровождение продвижения европейских энергоэффективных технологий и оборудования в регионах.

Учитывая создаваемые в Москве, Брюсселе, Барнауле и Рыбинске экспериментальные объекты, использующие возобновляемые источники энергии (ВИЭ), а также положительный опыт работы регионов РФ с ведущими европейскими организациями, (например, совместную работу Алтайского регионального центра нетрадиционной энергетики и энергосбережения с Институтом Солнечных Энергетических Систем в г. Фрайбург Германия), целесообразно эти объекты объединить в сеть центров трансфера энергоэффективных технологий, обменивающихся актуальной информацией в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики, а также координирующей деятельность в продвижении новых энергетических технологий и научно-технических разработок в регионах России (Международная сеть инновационных центров трансфера технологий МСИЦТТ). Эксперименталь-



Экопарк ФИЛИ

ной базой МСИЦТТ должны стать комплексы в Москве, Брюсселе, Алтайском крае и Ярославской обл. с основными структурами: инновационно-выставочным комплексом «Экопарк-ФИЛИ» в Москве и «Домом возобновляемой энергии» в Брюсселе. Объекты комплекса ИВК «Экопарк-ФИЛИ», базируются на концепции экологической и энергетической эффективности применяемых технологий и технических решений, в первую очередь, на широком использовании в системах жизнеобеспечения объектов комплекса энергетических возможностей окружающего климата и нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Ожидаемая экономия энергии — 50%.

Региональные центры сети должны базироваться в зданиях и объектах, энергообеспечение которых будет осуществляться за счет возобновляемых источников энергии, доступных потребителям региона. Здания и объекты региональных центров будут использоваться как учебно-лабораторные испытательные комплексы и демонстрационный объект, показывающий возможности, открывающиеся при комплексном использовании возобновляемых источников энергии и современных энергоэффективных технологий.

Необходимо создать базу передовых технических и технологических решений, разработанных как в странах Европы, так и в России.

«СОЛНЕЧНАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГИЯ —
ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РОССИИ»

Международный Круглый Стол (17 мая 2006 г., г. Москва)

Цель международного Круглого Стола по солнечному теплоснабжению в России — обсудить проблемы использования солнечной тепловой энергии в стране, а также предложить меры по преодолению барьеров на пути развития этого направления энергетики. В работе приняли участие 42 человека — руководители, специалисты, разработчики проектов, эксперты, бизнесмены, представители средств массовой информации из России, Греции (Европейская Федерация Производителей оборудования для солнечной теплоэнергетики — ESTIF), Бельгии (Европейский Совет по возобновляемой энергии - EREC), Армении.

С докладами выступили представители российской и европейской промышленности, выпускающей оборудование солнечной теплоэнергетики. В выступлениях было отмечено, что широкомасштабное применение солнечных водонагревательных установок (СВНУ) позволяет снизить пиковую нагрузку на энергосети, потребление ископаемого топлива, а также загрязнение окружающей среды. Солнечные водонагревательные установки имеют удовлетворительную экономическую эффективность, и, при наличии резервного электрического или газового нагревателя, могут обеспечивать горячее водоснабжение в течение всего года.

Наиболее распространенными технологиями солнечного теплоснабжения являются активные и пассивные системы с плоскими или вакуумными солнечными коллекторами (СК). Каждая солнечная энергоустановка, обеспечивающая 100 литров горячей воды в день, позволяет экономить 1,5 – 2 тыс. кВт*ч в год, и уменьшить выбросы CO₂ на 1,5 тонн в год. Срок окупаемости СВНУ составляет от 2 до 7 лет (в зависимости от стоимости замещаемого альтернативного энергоисточника). СВНУ могут с успехом использоваться не только в частных домах, но и в образовательных и рекреационных заведениях, гостиницах и других коммерческих объектах.

Европейские страны давно и успешно развивают солнечную теплоэнергетику. В России данное направление энергетики пока не

получило развития, однако потенциал для использования энергии Солнца для производства тепла огромен. Особенно перспективны с этой точки зрения южные регионы страны Европейской части Российской Федерации, а также в ряд регионов Сибири и Дальнего Востока с большим количеством солнечных дней в году. Здесь уже сейчас стоимость тепла от солнца может быть соизмерима или даже ниже стоимости тепла от ТЭЦ. Особый интерес вызывает использование солнечных систем теплоснабжения на удаленных объектах или в рекреационных зонах. Применение СВНУ для целей горячего водоснабжения позволит полностью останавливать городские котельные в летнее время и снизить потребление топлива в осенне-весенний период.

В докладах было отмечено, что в России рынок СВНУ только начинает формироваться. Существуют единичные производители, по заказу выпускающие СК по европейским стандартам. В то же время такое оборудование серийно производится в европейских странах, поэтому в данной области также существуют возможности для международного сотрудничества. Уже сейчас в России возможно приобрести высококачественное оборудование для СВНУ европейского производства. Однако стоимость такого оборудования остается высокой для массового использования.

Были представлены и обсуждены конкретные проекты по использованию тепла солнца в России, в том числе:

1. Использование солнечных коллекторов в Бурятии (исполнитель – ЦЭФТ, Улан-Удэ)
2. Использование вакуумных коллекторов европейского производства в России (исполнители — ООО «Термосол-Рус», Москва и ООО «Сфинкс», Ростов-на-Дону)
3. Разработка коллектора Альтен (исполнитель — ЗАО «Альтэн», Москва)

Участники КС отметили, что указанные организации занимают активную позицию в деле внедрения технологий солнечного теплоснабжения и отметили следующие барьеры на

пути развития использования солнечной тепловой энергии в России:

отсутствие законодательной базы для развития возобновляемой энергетики в целом, и солнечного теплоснабжения в частности;

отсутствие нормативов и стандартов, регламентирующих выбор оборудования для солнечного теплоснабжения, порядок и нормы проектирования, степень и формы участия в процессе проектирования и строительства СВНУ государственных структур, местных органов власти, частных инвесторов и т.п.

Участники Круглого Стола рекомендуют ЭнергодIALOGу Россия – ЕС проанализировать положительный опыт применения СВНУ в ЕС и России и поддержать пилотные проекты солнечного теплоснабжения в России с использованием передовых российских и евро-

пейских технологий, а также информировать деловые круги России о возможностях солнечной теплоэнергетики.

Рекомендуется создать Ассоциацию солнечной теплоэнергетики России, которая объединит разработчиков, производителей, продавцов оборудования солнечного теплоснабжения, а также организации, реализующие проекты в этой области.

Участники Круглого стола отметили, что дальнейшее развитие солнечной теплоэнергетики России требует интеграции усилий организаций и специалистов, работающих в данной области, тесного взаимодействия с европейскими организациями, которые имеют богатый положительный опыт разработки и практического применения технологий в этой области возобновляемой энергетики.

УСТОЧИВОЕ РАЗВИТИЕ: ПРИРОДА – ОБЩЕСТВО – ЧЕЛОВЕК

Международная конференция. (5 – 6 июня 2006 г., г. Москва)

Конференция проводилась в рамках председательства Российской Федерации в Комитете министров Совета Европы в мае-ноябре 2006 г., а также по решению Международного Форума «Рациональное природопользование» (октябрь 2005 г., Москва, ЦМТ).

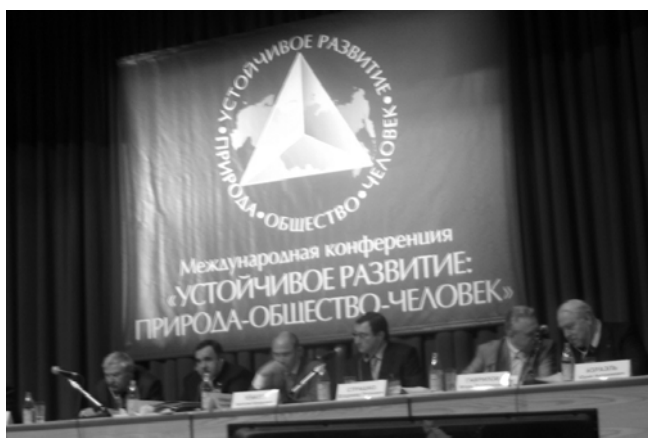
Организаторами конференции выступили: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Торгово-промышленная палата Российской Федерации, производственно-инвестиционная компания «МАКСИМА».

Официальную поддержку конференции оказали: Совет Федерации и Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации, Счетная палата Российской Федерации, Министерство экономического развития и торговли Российской Федерации, Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, Министерство иностранных дел Российской Федерации, Министерство регионального развития Российской Федерации, Правительство Москвы, Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, Федеральное агентство по атомной энергии, Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека, Российская академия наук.

Конференция проведена при содействии: Союза нефтегазопромышленников России, Высшего горного совета России, Российского геологического общества, Российской Ассоциации организаций и предприятий целлюлозно-бумажной промышленности (РАО Бумпром), Международной академии экологической реконструкции, Ассоциации «Недра», Союза лесопромышленников и лесозэкспортеров России, Европейского бюро ЮНЕП.

В работе конференции приняли участие около 1000 человек: представители органов законодательной и исполнительной власти, в том числе, Федерального Собрания Российской Федерации, Счетной палаты Российской Федерации, министерств и ведомств, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и муниципальных образований, научных и общественных организаций, высших учебных заведений, предприятий, компаний и фирм, связанных с решением проблем рационального природопользования и экологии.

На Пленарной сессии конференции выступили: Министр природных ресурсов Российской Федерации Ю.П. Трутнев, Президент Торгово-промышленной палаты Российской



Пленарное заседание

Федерации, академик РАН Е.М. Примаков, Председатель Комитета Совета Федерации по науке, культуре, образованию, здравоохранению и экологии В.Е. Шудегов, директор Института глобального климата и экологии Росгидромета и РАН, академик РАН Ю.А. Израэль, заместитель Председателя Комитета по природным ресурсам и природопользованию Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации В.М. Тарасюк, член Комитета по экологии Государственной Думы Российской Федерации, Председатель Высшего Экологического Совета, академик РАН М.Ч. Залиханов, Председатель Комитета ТПП РФ по природопользованию и экологии С.М. Алексеев, Посол Великобритании в Российской Федерации Э. Брентон, заместитель Министра природных ресурсов Канады Г. Нэш, Министр охраны окружающей среды Республики Польша Я. Шишко, директор Генерального директората по вопросам образования, культуры и наследия, молодежи и спорта (ГД IV) Совета Европы Г. Баттаини-Драгони, заместитель Главы представительства Европейской Комиссии в России П. Вандорен.

На заседаниях 5 секций и 6 круглых столов было заслушано и обсуждено около 200 докладов и сообщений.

Актуальность Конференции напрямую связана с процессами глобализации мировой экономики и интенсификации использования природных ресурсов, характеризующихся существенным обострением конкурентной борьбы за природные ресурсы, одним из следствий которой стал резкий рост цен на нефть и другие виды углеводородного сырья. В то же время, для мирового сообщества, объединен-

ного необходимостью решения проблем естественных ограничений возможностей планеты Земля и запасов невозобновляемых природных ресурсов, выход на траекторию устойчивого развития как стратегической задачи XXI века требует адекватного ответа глобальным вызовам на единой основе, способной обеспечить наиболее эффективное функционирование системы ПРИРОДА – ОБЩЕСТВО – ЧЕЛОВЕК. Подобная политика соответствует мировым тенденциям природопользования, направленным на сокращение потребления и более глубокую и полную переработку первичных невозобновимых ресурсов, увеличение доли использования вторичного сырья в производстве, понимание роли природных ресурсов отдельных стран как компонентов гео- и биосистем, обеспечивающих устойчивое развитие современной цивилизации. В этой связи можно уверенно констатировать, что Россия вносит достойный вклад в решение фундаментальных задач, поставленных на Саммите Земли «Йоханнесбург-2002».

Располагая огромными запасами природных богатств — лесных, водных, минерально-сырьевых и топливно-энергетических — Россия готова адекватно отвечать на глобальные вызовы, как в настоящее время, так и в обозримом будущем, подтверждением чему является последовательно выстраиваемые отношения со странами Европы и Азии в области создания систем энергетической безопасности, начало формирования энергетической составляющей в отношениях с США. Россия также активно взаимодействует со многими странами по вопросам использования лесных ресурсов и минерального сырья. Знаменательными событиями последних лет в международных отношениях стали ратификация Россией Киотского протокола (по существу давшего ему жизнь) и её председательство в Арктическом Совете и Комитете министров Совета Европы.

В то же время перед многими странами, включая Россию, стоит необходимость решения широкого круга вопросов современного природопользования, обсуждавшихся на Конференции.

Прежде всего, это проблемы законодательного регулирования природопользования, совершенствования технологий разведки, добычи и переработки минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов, эффек-

тивности функционирования водного хозяйства, управления лесным комплексом, экономического обеспечения устойчивого развития, формирования системы рационального использования природных ресурсов, развития образования в сфере природопользования, охраны окружающей среды и устойчивого развития, экологической безопасности технологий и техники.

По результатам проведенных в рамках Конференции дискуссий были сделаны следующие заключения.

1. В настоящее время в России созданы определенные условия (нормативно-правовые, интеллектуальные, технологические, технические и др.) для рационального использования природных ресурсов как одной из основ устойчивого развития страны. Однако, эффективное освоение природных ресурсов, внедрение модели устойчивого развития сдерживается рядом факторов, в первую очередь, в сфере государственного регулирования ресурсопотребления и охраны окружающей среды, среди которых следует отметить:

несовершенство государственной политики в сфере использования природных ресурсов и её низкий статус в сфере охраны окружающей среды, а также недостаточную координацию действий федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации;

не полную коррекцию экономических механизмов в сфере рационального природопользования и охраны окружающей среды в соответствии с новыми реалиями, что привело к снижению стимулов для привлечения инвестиций и осуществления предпринимательской деятельности с учетом экологической составляющей;

затянувшийся переход к новой системе технических регламентов;

сокращение объемов геологоразведочных работ, не обеспечивающих воспроизводства минерально-сырьевой базы;

необходимость разработки и реализации долгосрочной государственной политики, нацеленной на обеспечение охраны окружающей среды и рационального природопользования и включающей современные механизмы экологического нормирования и контроля, обеспечения рациональной добычи и глубокой переработки полезных ископаемых, внедре-



Круглый стол « Энергетическая безопасность и устойчивое развитие »
Руководитель – Гаврилов И.Т., д.г.-м. н.

ния эффективного неистощительного лесо- и водопользования, а также проведения необходимых для этих целей фундаментальных и прикладных научных исследований.

2. Существенное ухудшение качества окружающей среды в регионах с интенсивной промышленной деятельностью и плотного проживания населения провоцирует кризисные ситуации. Это во многом происходит из-за несовершенства технологий добычи и обогащения полезных ископаемых, выброса в окружающую среду необезвреженных отходов производства, зачастую содержащих сырьевые ресурсы для других видов производств. Результаты инновационных научных разработок по сбору и переработке отходов, рекультивации свалок не реализуется на практике.

Стабилизация ситуации невозможна только мерами запретительного характера. В этой связи следует:

создать условия притока инвестиционного капитала в систему природопользования и экологического регулирования, поддержать (в том числе, путем пересмотра практики экологических платежей) развитие «экологической индустрии», технологии и техника которой позволят не только обеспечить переработку побочных продуктов и отходов ресурсопользования, но и стимулируют развитие малого бизнеса. Развитие производства по переработке вторичного сырья на базе нового поколения технологий и техники должно способствовать наиболее полному и рациональному потреблению природных ресурсов;

обеспечить условия для разработки и внедрения экологически безопасных технологий и техники, обладающих возможностью функционирования без нарушения самовосстанавливающей и самоочищающей способности природной среды и не требующих дополнительных природоохранных затрат;

считать обязательным условием рационального природопользования стимулирование предприятий к внедрению наилучших доступных технологий и создание системы нормирования на основе технологических нормативов, ориентированных на использование указанных технологий. Действующая система нормирования негативных воздействий на окружающую среду, основанная на санитарно-гигиенических нормативах, характеризуется необоснованно завышенными требованиями к качеству выбросов, сбросов, размещению отходов предприятий.

3. Для реализации принципов рационального природопользования, а также международных стандартов и соглашений в сфере охраны окружающей среды необходимо создание мощных информационно-аналитических систем, которые позволят формировать и проводить в жизнь эффективные, объективные и своевременные управленческие решения. Они должны основываться на интеллектуальных системах, способных обрабатывать и получать информацию в виде аналитических выводов, рекомендаций, прогнозных оценок, сценариев развития эколого-экономических ситуаций. На базе таких систем должны разрабатываться аналитические кадастры природных ресурсов, экологические паспорта территорий, производиться оценка экологических рисков на предприятиях и в регионах, подготовка предприятий на соответствие стандартам ISO серий 14000 и 9000 и в целом – формироваться эффективная стратегия и инвестиционная политика предприятий и территорий.

4. Рациональное природопользование должно стать значимым фактором для российского бизнеса. Эффективными средствами превращения общественного мнения о необходимости поддержания благоприятной окружающей среды в реальную экономическую силу являются экологические рейтинги регионов, отраслей, компаний и предприятий. При объективном составлении рейтинги экологических издержек производства и состояния

природной среды в регионах деятельности предприятий способны задать вектор совершенствования технологий и менеджмента, а при корректном и правдивом освещении в СМИ создать массовый ориентир для рыночных предпочтений продукции и услуг производителей, кто менее других разрушает природу. Для проведения данной работы необходимо стимулирование процессов раскрытия экологической отчетности крупных компаний и входящих в них предприятий.

5. Для научно-обоснованного рационального природопользования необходимо совершенствование всей системы эколого-ресурсного образования в классических и технических университетах страны с целью подготовки высококвалифицированных специалистов. Образование в сфере природопользования и охраны окружающей среды должно иметь междисциплинарный характер и межотраслевую направленность. Наряду с фундаментальным образованием требуется расширение подготовки кадров по прикладным актуальным специальностям и специализациям, востребованным при проведении государственной политики в сфере природопользования и в негосударственном секторе. В этой связи необходимым становится как непрерывный процесс обучения рациональному использованию природных ресурсов, так и многоступенчатая система подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров для экологических служб предприятий, государственных и муниципальных структур.

Рекомендации и предложения

Обратиться в Государственную Думу Федерального Собрания Российской Федерации и её профильные комитеты с предложениями разработать и внести поправки в проекты новых редакций готовящихся к принятию федеральных законов («О недрах», «Лесной кодекс Российской Федерации»), а также изменения и дополнения к действующим законам («Об охране окружающей среды», «Об отходах производства и потребления»), направленные на законодательное закрепление современных механизмов экологического нормирования и контроля. Необходимость максимально бережного использования невозобновляемых природных ресурсов и рационального использования возобновляемых природных ресурсов требует законодательного закрепления поло-

жений, направленных на совершенствование системы управления природными ресурсами, дающих субъектам Российской Федерации согласованной части полномочий по управлению расположенными на их территории природными ресурсами, отнесенными к федеральной собственности, предусматривающих целевое направление части доходов федерального бюджета от платы за пользование природными объектами на их восстановление и охрану, сохранение и воспроизводство основных компонентов окружающей природной среды и недопущение рассмотрения природных ресурсов преимущественно в качестве объектов имущественного оборота.

В частности, при доработке проекта федерального закона «Лесной кодекс Российской Федерации» рекомендуется:

предусмотреть передачу лесных участков в долгосрочное пользование на конкурсной основе, позволяющей учитывать опыт работы претендентов в области лесного хозяйства, их инвестиционные программы по развитию глубокой переработки древесины и инфраструктуры, воспроизводству лесного фонда;

сохранить за государством, являющимся собственником лесного фонда, обязательное выполнение определенных видов работ и мероприятий;

обозначить структуру государственного управления лесным фондом;

сохранить разрешительный принцип предоставления права на лесопользование (лесорубочный билет, ордер, лесной билет) на переходный период.

Провести тщательный анализ применения новой редакции федерального закона «Водный кодекс Российской Федерации» с точки зрения его обеспечения соответствующим подзаконным регулированием.

При доработке проекта федерального закона «О недрах» необходимо:

предусмотреть четкое разграничение полномочий Российской Федерации и субъектов РФ в области пользования недрами, обеспечивающее отнесение стратегических месторождений полезных ископаемых к федеральной собственности, а социально значимых для субъектов РФ - к собственности субъектов РФ;

рассматривать воспроизводство минерально-сырьевой базы страны как наиболее эффективную форму фонда будущих поколений;

сохранить систему лицензий на пользование недрами с лицензионными соглашениями как неотъемлемой их частью;

одновременно начать работу по внесению соответствующих изменений в Налоговый кодекс РФ (исключение привязки налоговой базы НДС к мировым ценам на углеводородное сырье, дифференциация ставок НДС) и Земельный кодекс РФ (публичный сервитут доступа к недрам);

разработать и принять федеральный закон, регулирующий предпринимательскую деятельность в сфере экологии и охраны окружающей среды, на основе модельного закона «Об основах экологического предпринимательства», принятого Межпарламентской Ассамблеей государств-участников СНГ (постановление № 15-6 от 13 июня 2000 года);

предусмотреть законодательное закрепление экономических механизмов, стимулирующих осуществление организациями-природопользователями природоохранной деятельности и развитие экологического предпринимательства, включающих:

полное или частичное освобождение от НДС продукции природоохранного назначения;

полное или частичное исключение продукции природоохранного назначения из налогооблагаемой базы по налогу на имущество организаций;

ускоренную амортизацию основных фондов, являющихся продукцией природоохранного назначения;

освобождение от налогообложения фиксированной части прибыли субъектов предпринимательской деятельности, направляемой на приобретение продукции природоохранного назначения;

ускорить подготовку и принятие Федеральных законов «О почвах», «О плате за негативное воздействие на окружающую среду», «О вторичных материальных ресурсах».

Обратиться в Правительство Российской Федерации с предложениями:

разработать концепцию национальной политики рационального природопользования на долгосрочную перспективу, предусматривающую в то же время своевременное воспроизводство минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов;

рассмотреть вопрос о создании самостоятельного федерального органа исполнительной власти в сфере охраны окружающей среды;

ускорить разработку и введение в действие целостной системы технических регламентов и экологически ориентированного технологического нормирования, стимулирующей ресурс- и энергосбережение, определить головные ведомства по рассмотрению и утверждению технологических нормативов на базе наилучших доступных технологий, а также методических материалов по их внедрению;

обеспечить разработку, усовершенствование и применение эффективных экономических и правовых механизмов рационального природопользования и сохранения окружающей среды, обратив особое внимание на несанкционированное природопользование, включая незаконные вырубki леса;

обеспечить действенные механизмы совершенствования образования в сфере рационального природопользования, в том числе путём достойного участия России в Декаде ООН «Образование в интересах устойчивого развития»;

разработать меры, направленные на повышение экологической культуры в российском обществе, с использованием социальной рекламы и образовательных программ для широких слоев населения;

обеспечить действенные механизмы, стимулирующие создание и применение интеллектуальных систем для принятия эффективных управленческих решений в сфере охраны окружающей среды и рационального природопользования;

Обратиться в Министерство природных ресурсов Российской Федерации с предложением совместно с заинтересованными органами государственной власти и другими организациями: рассмотреть вопрос о создании национальной постоянно действующей информационно-пропагандистской системы рационального природопользования и охраны окружающей среды, включающей в себя специализированные Интернет-портал и журнал, а

также периодические курсы повышения квалификации, консультации, семинары и т.п.

Обратиться в Торгово-промышленную палату Российской Федерации, Международный конгресс промышленников и предпринимателей, Российский союз промышленников и предпринимателей (работодателей), с предложениями:

проанализировать зарубежный и имеющийся российский опыт саморегулирования бизнеса в сфере использования природных ресурсов и обеспечения экологической безопасности с целью реализации механизмов экологически ответственного поведения бизнеса;

разработать в структурах российского бизнес-сообщества внутренние рекомендации по порядку и процедурам публикации экологической отчетности промышленных предприятий;

использовать обязательный образовательный компонент в экологически ориентированных проектах с целью повышения квалификации специалистов-экологов и природопользователей, участвующих в производственном процессе, с учетом международного опыта организации экологически ориентированных программ бизнеса в этой сфере;

усилить роль бизнес-сообщества в совершенствовании российского природоохранного законодательства и поддержке инициатив в разработке и реализации конкретных энерго- и ресурсосберегающих проектов.

В виду особой актуальности тематики Конференции, а также учитывая активное формирование в настоящее время общемировой политики, направленной на устойчивое развитие путём рационализации природопользования, внедрения экологически безопасных технологий, целесообразно проводить подобное мероприятие ежегодно с целью освещения последних достижений и тенденций и корректировки политики в этой сфере.