

М а л а я Э н е р г е т и к а

№ 1 – 2
2010

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 — *Шполянский Ю.Б.*
Зам. главного редактора — *Семенов И.В.*
Ответственный секретарь — *Николаев В.Г.*
Выпускающий редактор — *Мелихова А.Г.*
Технический секретарь — *Польдяева М.В.*
Корректор — *Полякова Е.Б.*

Редакционный совет:

*Бляшко Я.И., Волшаник В.В.,
Виссарионов В.И., Грибков С.В.,
Затоляев Б.С., Ильковский К.К.,
Историк Б.Л., Парников Н.М.,
Понкратьев П.А., Редько И.Я.,
Соболев Ю.С., Усачев И.Н.*

Компьютерная верстка и дизайн:

Мелихова А.Г.

Адрес редакции:

125362, г. Москва,
Строительный пр-д, д. 7а.
Тел: (495) 497 21 51, (495) 493 51 32.
Факс: (495) 363 56 51
E-mail: melihova@niies.ru

Подписано в печать 09.09. 2010 г.
Формат 60x90 1/8
Бумага мелованная 110. Печать
офсетная.
Объем 16,5 печ. л. Тираж 500 экз.

Отпечатано в типографии
ООО «Галея Принт»
г. Москва 5-я Кабельная ул. 2-б

С о д е р ж а н и е

- Безруких П.П.** О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии 2
- Копылов А.Е.** Состояние нормативной базы поддержки возобновляемой энергетики и новая энергетическая стратегия России 6
- Николаев В.Г.** Об эффективности методик прогноза ветрового потенциала, энергетических и экономических показателей ветроэлектрических станций в России 15
- Николаев В.Г.** Модели технической готовности ветроэлектрических станций 34
- Кирпичникова И.М., Матвиенко О.В.** Построение зависимости скорости ветра от времени 44
- Иванова И.Ю., Симоненко А.Н.** Эффективность применения ветроэнергетических установок в восточных регионах России 48
- Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А.** Эффективность использования солнечной энергии для электро- и теплоснабжения потребителей восточных регионов России 52
- Ахтямов Ф.** Универсальный котел на альтернативных видах топлива «Экотерм-Универсал» 56
- Суздалева А.Л., Безносков В.Н., Кучкина М.А., Суздалева А.А.** Оценка экологической безопасности геотермальной электростанции на основе идентификации ее экологических аспектов 59
- Безносков В.Н., Суздалева А.Л., Ковалев С.В., Кучкина М.А., Минин Д.В., Митяева Ю.Д., Суздалева А.А., Фомин Д.В.** Предварительная оценка экологической безопасности строительства и эксплуатации Мезенской ПЭС 65
- Безносков В.Н., Суздалева А.Л., Эль-Шаир Хаям И.А.** Использование стандартов деятельности МФК для обоснования экологической безопасности и социальной значимости проектов альтернативной энергетики 73
- Киселева С.В., Нефедова Л.В.** Научная молодежная Школа «Возобновляемые источники энергии» в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова 79
- Конференции, совещания, семинары, выставки 84**

О СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЯХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Безруких П.П., д. т. н., ГУ ИЭС, председатель Комитета ВИЭ Рос СНИО

Вопрос о стоимостных показателях энергетических установок на базе ВИЭ является существенным, но не основным фактором быстрых темпов роста мощности этих установок в зарубежных странах.

За рубежом основные факторы развития: снижение зависимости от импорта энергоресурсов, предотвращение эмиссии парниковых газов. Это официально признанные факторы. Мы же добавим еще и развитие высоконаучномоемких и перспективных технологий и завоевание рынков сбыта наукоемкого оборудования.

Цель статьи — проследить, как изменялись прогнозные и фактические стоимостные оценки оборудования возобновляемой энергетики за последние 25 – 30 лет, и как повлиял и влияет на эти оценки финансово-экономический кризис.

Автор надеется, если не развеять, то поколебать непрофессиональные и огульные утверждения о дороговизне оборудования возобновляемой энергетики, которые бытуют в России на разных уровнях управленческих, деловых и научных кругов.

Прежде всего ответим на вопрос: какова доля ВИЭ в производстве электрической, тепловой и первичной энергии, другими словами, стоит ли «овчинка выделки»?

Согласно данным Международного Энергетического Агентства (МЭА), в 2006 году, из общего производства электроэнергии в мире — 19014,6 ТВт·ч, на долю ВИЭ, включая все гидростанции, приходится 3553,7 ТВт·ч, или 18,7%, а без крупных ГЭС — 3,9%. Потери электроэнергии составили 1677,6 ТВт·ч, или 8,8%. С учетом этого указанные выше данные по доле ВИЭ в электропотреблении составят, соответственно, 20,5% и 4,3%. Из общего производства тепловой энергии в мире — 3323,4 млн. Гкал на долю ВИЭ приходится 139,2 млн. Гкал, или 4,2%. Из общего потребления первичной энергии 11740 млн. т н.э. на долю ВИЭ, включая все гидростанции, приходится 1512,3 млн. т н.э., или 12,9%, а с учетом только малых ГЭС — 1277,3 млн. т н.э., или 10,9%, без учета ГЭС — 1251,2 млн. т н.э., или 10,6%.

Итак, доля ВИЭ не так уж велика, но достаточно значительна. Есть основания предполагать, что на самом деле доля ВИЭ в первичной энергии еще больше, учитывая бесконтрольность в потреблении топлива населением в России, Китае, Индии, Африканских странах. Но главное — какова перспектива возобновляемой энергетики? Страны Европейского Союза (Европейский союз- 27) на этот вопрос «ответили» однозначно: к 2020 году доля ВИЭ в производстве электроэнергии возрастет до 30% без ГЭС и до 40% — с учетом ГЭС.

Особенно символично выглядит прогноз по доле ветровой энергии (табл.1), которая составит 477 ТВт·ч, или в общем производ-

Таблица 1

Доля возобновляемой энергетики в потребляемой Европейским союзом-27 электроэнергии до 2020 года

№	Тип энергии	2005 г.	2006 г.	2010 г.	2020 г.
		Евростат	Евростат	Прогноз	Цели
ТВт·ч					
1	Ветер	70,5	82	176	477 (34,8%)
2	Гидроэнергия	346,9	357,2	360	384 (28%)
3	Фотоэлектричество	1,5	2,5	20	180 (13,1%)
4	Биомасса	80	89,9	135	250 (18,3)
5	Геотермальная энергия	5,4	5,6	10	31 (2,3%)
6	Солнечные термодинамические станции	–	–	2	43 (3,1)
7	Океаническая энергия	–	–	1	5 (0,4%)
8	Всего ВИЭ	504,3	537,2	704	1370
9	Производство электроэнергии Европейский союз – 27	3320,4	3361,5	–	–
10	Прогноз по базовому варианту	–	–	3568	4078
11	Прогноз по комб. варианту	–	–	–	3391
12	Доля ВИЭ, %	15,	16,0	19,7	33,6 – 40,4
13	Доля ВИЭ без ГЭС, %	4,7	5,4	9,64	24,2 – 29,1

Источник: European Renewable Energy Council; European Renewable Technology Roadmap, 2008

стве за счет ВИЭ — 34,8%, против 384 ТВт·ч, или 28% вырабатываемой на гидроэлектростанциях, т.е. ветроэнергетика «обгонит» гидроэнергетику.

Основанием для такого оптимизма является значительная доля ветровой энергии в общем производстве электроэнергии в ряде ведущих стран Европы (рис. 1.): Дания (21%), Испания (~ 12%), Португалия (~ 9%), Германия (7%), а также систематический рост годового объема ввода мощностей на ВЭС. Так, в 2002 году годовой ввод мощности на ВЭС в мире составил 22,7 ГВт, а в 2008 году — 64,9 ГВт. Среднегодовой прирост мощности за период 2002 – 2008 гг. равен 26%. Прогнозы подтверждаются также обширными планами строительства ветроэлектростанций, особенно морских, как будет показано ниже.

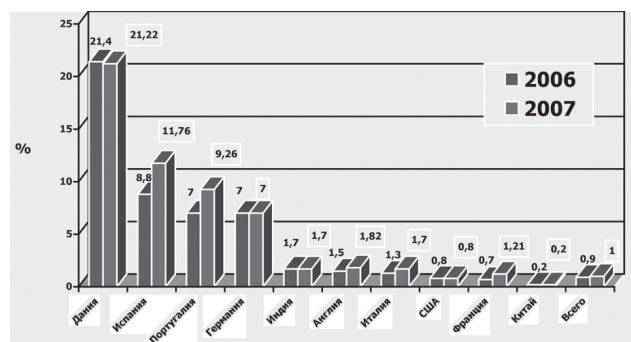


Рис. 1. Доля ВЭС в производстве электроэнергии в 2006 и 2007 гг. Источник: Ferroelectric and EWEA

Более сдержанной, если не сказать скептической, является оценка МЭА, по которой доля ВИЭ к 2050 году по различным сценариям должна составить, включая ГЭС, от 23 до 35%, а без ГЭС — от 6 до 15%.

Этот прогноз был дан в 2006 году и сейчас активно пересматривается в сторону существенного увеличения доли ВИЭ.

Отправной точкой рассуждений о стоимостных оценках существующих электростанций на базе невозобновляемых и возобновляемых источников энергии являются данные табл. 2, в которой приведены фактические данные за 2005 год и прогнозные оценки на 2030 год.

Данные таблицы позволяют сделать определенные выводы.

По капитальным вложениям:

а) в 2005 году удельные капитальные вложения в электростанции на базе ВИЭ находились в диапазоне удельных капитальных вложений в традиционные гидравлические,

угольные и атомные электростанции (за исключением фотоэлектрических станций);

б) в 2030 году на традиционных электростанциях (за исключением станций на газе) прогнозируется тот же уровень удельных капиталовложений, что и в 2005 году (что, кстати говоря, сомнительно), а для станций на возобновляемых источниках энергии прогнозируется существенное снижение удельных капиталовложений, т.е. фактически прогнозируется выравнивание удельных стоимостей.

По себестоимости производства электроэнергии:

а) в 2005 году диапазоны себестоимости электроэнергии на станциях на базе ВИЭ и традиционных электростанциях во многом совпадают, за исключением солнечной фотоэнергетики, теплоэнергетики, а также морской ветроэнергетики;

б) в 2030 году себестоимость электроэнергии на электростанциях на базе ВИЭ существенно снижается, тогда как на ТЭС на газе и на угле она возрастает.

Таблица 2
Существующие и перспективные стоимостные ориентиры в области ВИЭ

Тип энергии	Капитальные вложения, долл./кВт		Себестоимость производства, цент/кВт·ч	
	2005 г.	2030 г.	2005 г.	2030 г.
Биомасса	1000 – 2500	950 – 1900	3,1-10,3	3,0 – 9,6
Геотермальная энергетика	1700 – 5700	1500 – 5000	3,3-9,7	3,0 – 8,7
Традиционная гидроэнергетика	1500 – 5500	1500 – 5500	3,4-11,7	3,4 – 11,5
Малая гидроэнергетика	2500	2200	5,6	5,2
Солнечная фотоэнергетика	3750 – 3850	1400 – 1500	17,8-54,2	7,0 – 32,5
Солнечная теплоэнергетика	2000 – 2300	1700 – 1900	10,5-23,0	8,7 – 19,0
Приливная энергетика	2900	2200	12,2	9,4
Наземная ветроэнергетика	900 – 1100	800 – 900	4,2-22,1	3,6 – 20,8
Морская ветроэнергетика	1500 – 2500	1500 – 1900	6,6 – 21,7	6,2 – 18,4
АЭС	1500 – 1800	–	3,0 – 5,0	–
ТЭС на угле	1000 – 1200	1000-1250	2,2 – 5,9	3,5 – 4,0
ТЭС на газе	450 – 600	400 – 500	3,0 – 3,5	3,5 – 4,5

Источник: Международное энергетическое агентство (IEA)

Конечно, приведенные диапазоны стоимостных оценок, данные МЭА, чрезвычайно широки, особенно по себестоимости.

А в части ветроэнергетики они опровергаются оценками и фактическими данными Европейской ветроэнергетической ассоциации (EWEA), приведенными на рис. 2 – 4.

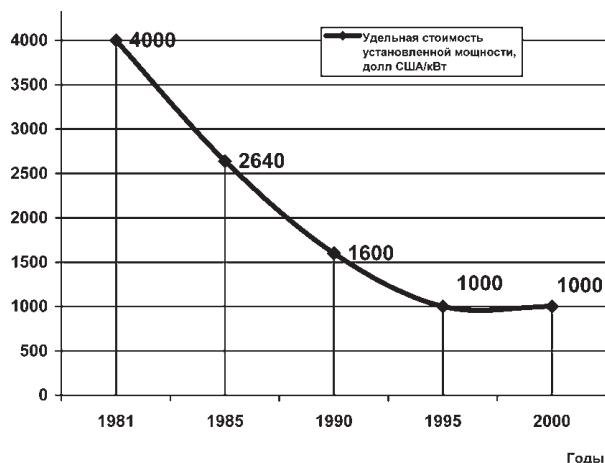


Рис. 2. Изменение удельной стоимости установленной мощности ВЭС с 1981 по 2000 гг. Источник: EWEA



Рис. 3. Состояние и перспективы изменения удельной стоимости установленной мощности наземных и морских ВЭС. Источник: European Commission and EWEA, 2008

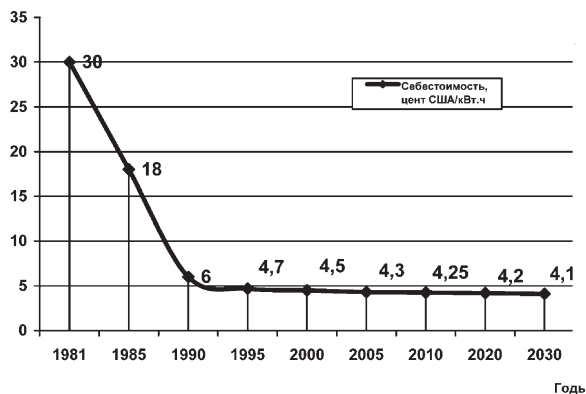


Рис. 4. Изменение себестоимости электроэнергии на ВЭС с 1981 по 2030 гг. Источник: EWEA

Из данных, представленных на рис. 3, видно влияние кризиса на удельные капиталовложения в ВЭС. Плавное снижение удельных капиталовложений было прервано в 2003 году, за счет увеличения доли морских ВЭС с более высокими удельными капиталовложениями. Плохую службу сыграло укрепление европейской валюты и рост евро по отношению к доллару. Тем не менее, в 2009 году рост удельных капиталовложений в ВЭС прекратится, и докризисные значения будут достигнуты, по данным EWEA, к 2012 году.

У Европейского союза-27 ещё более оптимистические оценки и ожидания (табл. 3), к 2020 году удельные капиталовложения будут ниже докризисных. В табл. 3 в графе «удельная стоимость» приведено средневзвешенное значение, т.е. с учетом объема ввода морских и наземных ВЭС.

Отметим еще один негативный фактор, появившийся в ветроэнергетике с приходом кризиса, — возрастание доли проектно-строительно-финансовых затрат в общей стоимости ВЭС. Так, если в 2000 году прочие затраты при сооружении ВЭС составляли 25% от заводской стоимости ВЭУ, то в 2007 году они увеличились до 32%.

Таблица 3

Цели Европейского союза-27 по ветроэнергетике и оценка удельной стоимости строительства ВЭС

Общая установленная мощность, (в том числе морских ВЭС), ГВт	2007 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.
	56 (1,08)	80 (3,5)	180 (35)	300 (120)
Установлено в год, (в том числе морские ВЭС), ГВт	8,5 (0,2)	8,2 (1,3)	16,8 (6,8)	19,5 (9,6)
Годовые инвестиции, млрд. EURO	11,3	11,0	16,9	19,4
Удельная стоимость установленной мощности, EURO/кВт	1329	1341	1006	995

Ближайшая перспектива фотоэнергетики показана на рис. 5.

Чрезвычайно высокий годовой прирост в 2008 году (123,8% к предыдущему году) сменился ожидаемым в 2009 году падением на 32,3% с последующим восстановлением темпов на уровне 50 – 70% к предыдущему году. На падении темпов сказался как кризис, так

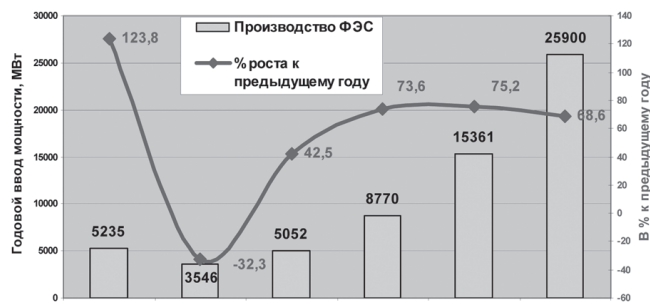


Рис. 5. Ближайшая перспектива фотоэнергетики. Источник: PV World, 2009

и временный дефицит сырья — кремния солнечного качества.

Необходимо отметить, что к 2008 году общая установленная мощность фотоэлектрических установок достигла 17 ГВт и в 1,7 раза превысила общую установленную мощность геотермальных электростанций (10 ГВт).

С учетом прогноза (рис. 5.) общая установленная мощность фотоэлектрических установок в 2013 году достигнет 75,6 ГВт, и солнечная энергетика станет заметной отраслью энергетики.

Динамика удельной стоимости фотоэлектрических модулей (рис. 6.) характеризуется снижением с 8,9 долл./Вт в 1983 году, до 3,3 долл./Вт — в 2003 году и дальнейшим повышением до 5,1 долл./Вт в 2008 году в основном из-за ажиотажного спроса и дефицита сырья. Причем в Европе в течение 2008 года удельная стоимость фотоэлектрических модулей снизилась на 6 евро центов/Вт, тогда как в США — центре кризиса — удельная стоимость оставалась и остается в 2009 году на одном уровне (табл. 4). По крайней мере, странное явление для кризиса.

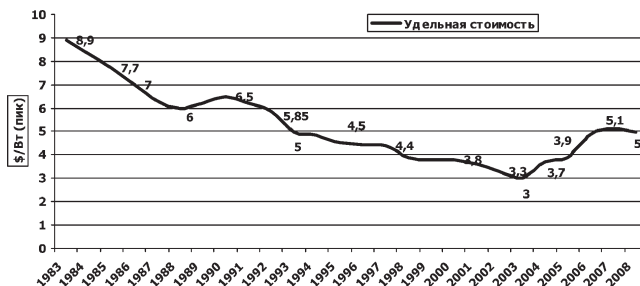


Рис. 6. Динамика удельной стоимости фотоэлектрических модулей в мире в 1983 – 2008 годах.

Источник: PV World < 2009

Как известно, удельная стоимость фотоэлектрической установки существенно превышает удельную стоимость модуля. Это

Таблица 4

Сравнение удельных стоимостей фотоэлектрических модулей в США и в Европейском Союзе

№	Период	США долл./Вт	Европейский союз EURO/Вт
1	Январь 2008 г.	4,83	4,74
2	Февраль 2008 г.	4,81	4,74
3	Март 2008 г.	4,82	4,73
4	Апрель 2008 г.	4,81	4,71
5	Май 2008 г.	4,81	4,71
6	Июнь 2008 г.	4,82	4,70
7	Июль 2008 г.	4,83	4,70
8	Август 2008 г.	4,83	4,71
9	Сентябрь 2008 г.	4,85	4,69
10	Октябрь 2008 г.	4,85	4,72
11	Ноябрь 2008 г.	4,85	4,71
12	Декабрь 2008 г.	4,85	4,68
13	Январь 2009 г.	4,81	4,62
14	Февраль 2009 г.	4,84	4,61

Источник: Solar Buzz

превышение зависит от мощности установки (чем мощнее установка, тем меньше увеличение удельной стоимости), а также от режима работы установки — автономная или сетевая (для автономных систем больше, чем сетевых). Максимальное увеличение удельной стоимости — 2 раза, минимальное — 1,3 раза.

Использование солнечной энергии для производства горячей воды также характеризуется устойчивым ростом с темпом 15 – 20% к предыдущему году. В 2009 году мощность систем всех видов составила 145 ГВт (тепл.), что соответствует общей площади коллекторов 210 млн. м².

Для небольших термосифонных систем с площадью солнечных коллекторов от двух до четырех м² удельная стоимость находится в широком диапазоне в зависимости от страны, типа коллекторов, конструкций, материала и т.д. и составляет от 160 до 700 евро/м².

Для больших систем с площадью солнечных коллекторов порядка нескольких сот до нескольких тысяч м², удельная стоимость колеблется в более узком диапазоне: от 120 до 350 евро/м².

Удельная стоимость и себестоимость геотермальных электростанций и ГЭС в решающей степени зависит от места их сооружения, и их значения соответствуют данным, указанным в табл. 2.

В заключение укажем на возможность повышения расчетной экономической эффективности установок возобновляемой энергетики за счет предотвращения эмиссии CO₂. В обоснованиях строительства объектов возобновляемой энергетики за рубежом учитывают виртуальную продажу квот на выбросы CO₂, по цене 10-25-40-90 euro за тонну CO₂.

Расчет предотвращения выбросов производится исходя из выбросов CO₂ на тепловых станциях по среднему удельному коэффициенту 690 г CO₂/кВт·ч.

По данным ГУ «Институт энергетической стратегии», для России расчет объема предотвращенного выброса CO₂ можно проводить по следующим коэффициентам: при сжигании мазута с 1% серы — 138 г/кВт·ч,

угля с 1% серы — 1142 г/кВт·ч и природного газа — 547 г/кВт·ч.

По данным зарубежных источников, многие Главы государств считают развитие возобновляемой энергетики одним из путей выхода из кризиса. Для России этот путь необходим тем более, поскольку имеется объективная потребность в использовании технологий возобновляемой энергетики, и имеется существенный научно-технический задел. Необходимо ускорить разработку подзаконных актов по стимулированию использования ВИЭ, предусмотренных Федеральным законом № 35-ФЗ. Отсутствие этих документов на сегодня — главный тормоз в развитии возобновляемой энергетики России.

СОСТОЯНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ПОДДЕРЖКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ

Копылов А.Е., к. э. н., Ассоциация ветроэнергетики России

Что сделано?

Автор уже несколько раз рассказывал об основных элементах российской системы поддержки возобновляемой энергетики, а также о предыстории работ по её созданию. Настала пора обсудить сегодняшнее состояние дел в области развития законодательной и нормативной базы ВИЭ в России.

В конечном итоге набор мер поддержки ВИЭ и основные положения системы стали выглядеть в законе следующим образом.

Закон¹ (статья 3) конституировал набор источников энергии, относящихся к возобновляемым: «энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе, энергия сточных вод), (кроме ГАЭС — прим. автора), энергия приливов, энергия волн водных объектов, ... геотермальная энергия ..., низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды ..., биомасса ..., биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках».

Закон установил (статья 21, п. 1) требование к Правительству разработать основные направления государственной политики в сфере энергоэффективности и ВИЭ с установлением показателей доли энергии ВИЭ

в балансах производства и потребления энергии по годам. Фактически Правительство должно было само себе установить конкретные индикаторы прогресса в развитии возобновляемой энергетики на длительный период. Ответом на данное требование законодателей к Правительству стало Распоряжение Председателя Правительства РФ 08.01.2009 г. №1-р². Правда, пока отсутствует разработанный план или программы мероприятий, необходимые для достижения указанных целевых показателей. Но об этом — чуть позже.

Для достижения указанных целей на основе развития возобновляемой энергетики закон установил основные формы поддержки генераторов на основе ВИЭ³:

введение механизма фиксированных надбавок к цене энергии ВИЭ сверх цены оптового рынка;

субсидирование затрат на подключение к сетям для генераторов на основе ВИЭ ≤ 25 МВт мощности и возможность покрытия других расходов из федерального бюджета;

возложение на сетевые организации обязательства покупки энергии ВИЭ на рынке для компенсации и в пределах своих технологических потерь.

Как же должна работать эта система поддержки? Очень схематично это выглядит следующим образом. Вводятся в эксплуатацию генерирующие мощности на ВИЭ и подписывается соответствующий акт приемки станции (агрегата). Владелец станции обращается в Совет рынка для прохождения процедуры квалификации генератора⁴. Требование квалификации введено законодателем, во-первых, для установления факта производства энергии генератором именно на основе ВИЭ. Во-вторых, должно быть установлено соответствие генератора требованиям, определённым законодателем в качестве обязательных для получения той или иной формы поддержки. По требованию ст. 21, п. 1 Правительство «...устанавливает правила, критерии и порядок квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ», а саму процедуру квалификации будет проводить Совет рынка.

В качестве критериев квалификации установлены следующие:

соответствие целевым показателям, установленным в рамках основных направлений государственной политики в сфере возобновляемой энергетики и энергоэффективности;

соответствие мощности генератора установленным ограничениям (не более 25 МВт) для получения установленных законом мер поддержки в тех случаях, когда законодателем такие ограничения установлены;

проверка правоустанавливающих документов генератора: права собственности и его субъекта, проектная документация, разрешительная документация и др.;

подтверждение того, что генерирующий объект находится в эксплуатации (введен в эксплуатацию и не выведен в ремонт или из эксплуатации);

подтверждение того, что генерирующий объект в установленном порядке присоединен к электрическим сетям сетевой организации и оснащен средствами измерений, соответствующими требованиям законодательства об электроэнергетике, правил присоединения к рынку и требованиям Системного оператора.

Процедура квалификации будет носить заявительный характер и по сути будет представлять собой проверку представляемых до-

кументов заявителя. Предполагается возможность инспекций генерирующих объектов. Решение о квалификации генератора ведёт к его внесению в реестр и возможности выпуска сертификатов возобновляемой энергии в его пользу в объёме подтвержденной генерации. Без признания генератора квалифицированным на него не могут распространяться никакие предусмотренные законом меры поддержки.

После прохождения процедуры и признания генератора квалифицированным он должен стать участником оптового рынка электроэнергии, чтобы там в дальнейшем продавать производимую им энергию. Для этого установленная мощность генерирующего оборудования станции по одной группе точек поставки генерации должна быть не менее 5 МВт. Ко всем участникам оптового рынка применяются одни и те же требования:

1. Необходимость наличия договора с сетевой организацией на услуги по передаче электроэнергии;

2. Наличие договора оперативно-диспетчерского управления с Системным оператором или его региональным управлением;

3. Заключение пакета договоров о присоединении к торговой системе оптового рынка;

4. Станция должна быть оснащена средствами телеметрии и связи с Системным оператором или его региональным управлением;

5. Обеспечить сбор, обработку и передачу данных коммерческого учета Коммерческому оператору — получить Акт соответствия АИИС требованиям технического характера к организации системы коммерческого учёта, установленные нормативными правовыми актами, правилами оптового рынка и договором о присоединении.

Теперь участник оптового рынка, квалифицированный генератор электроэнергии на основе ВИЭ, начинает производить свою энергию и продавать её на рынке. Продажи осуществляются на рынке «на сутки вперёд», на котором продавцы и покупатели выставляют заявки и предложения на куплю и продажу энергии на следующий день. Таким образом, после продажи энергии по рыночной цене генератор ВИЭ получает свою первую часть выручки.

Периодически генератор обращается в Совет рынка, который также выступает как

Выпускающий орган, со своими данными коммерческого учета, подтверждающими объём проданной им энергии. На этот объём энергии он получает от Выпускающего органа определенное количество сертификатов возобновляемой энергии или, как ещё их называют, «зелёных» сертификатов.

Полученные генераторами сертификаты предъявляются коммерческому оператору рынка, который входит в состав Совета рынка и выполняет функцию администрирования электроэнергетических рынков страны. Теперь задача оператора рынка собрать деньги и расплатиться с генераторами ВИЭ, которые предъявили ему свои сертификаты. Коммерческий оператор рынка вычисляет сумму денег, которую ему надо собрать с оптового рынка и выплатить в виде надбавок генераторам ВИЭ. Вычисление производится умножением полученного оператором от генераторов общего количества сертификатов того или иного вида ВИЭ на установленную Правительством надбавку.

Приведём условный пример. Например, за месяц было «сдано» коммерческому оператору рынка сертификатов: на 200 МВт·ч энергии ветростанций, 150 МВт·ч энергии станций на биомассе и 1300 МВт·ч энергии малых ГЭС. Величина надбавок для соответствующих видов ВИЭ составила (допущение): ветростанции — 2500 руб. за 1 МВт·ч; станции на биомассе — 1400 руб. за 1 МВт·ч; малые ГЭС — 2400 руб. за 1 МВт·ч. Тогда общая сумма, которую оператору рынка необходимо собрать с рынка, составит:

$$200 \text{ МВт} \times 2500 \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} + 150 \text{ МВт} \times 1400 \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} + 1300 \text{ МВт} \times 2400 \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} = 3\,830\,000 \text{ руб.}$$

Полученная сумма будет разделена между всеми покупателями на оптовом рынке пропорционально объёмам купленной ими электроэнергии за тот же период и будет включена в их клиринговый счёт по итогам операций за месяц. Далее коммерческий оператор рынка распределяет всю полученную от продавцов сумму в соответствии с произведенными расчётами и начисляет вышеуказанные суммы на счета каждого из генераторов ВИЭ — участников оптового рынка.

Механизм сбора средств с рынка и их перераспределения между квалифицированными генераторами принципиально не отличается

от уже использующихся на оптовом рынке, например, он очень похож на механизм распределения небаланса при клиринге взаиморасчётов среди участников рынка, поэтому можно говорить об условном автоматизме этой процедуры.

Покупатель на оптовом рынке не может отказаться от выполнения своего обязательства по покупке части энергии ВИЭ в общем объёме своих покупок энергии на рынке. Это обязательство возлагается на него законом и будет включено в набор обязательных требований в договор о присоединении к рынку (статья 33, п. 4), который каждый участник должен подписать, чтобы начать свои операции на оптовом рынке. Невыполнение этого обязательства будет иметь в качестве последствий санкции, предусмотренные договором, вплоть до исключения из числа участников рынка. Контроль за соблюдением этого, в частности, обязательства возлагается законом на Совет рынка (статья 33, п.3).

Кроме выручки и рынка и доплат в виде фиксированных надбавок к ценам на энергию ВИЭ генератор, если его мощность не превышает 25 МВт, может получить субсидии на свои затраты на подключение к сетям.

Анализ даже на уровне здравого смысла показывает, что, как правило, доля стоимости технологического присоединения в общей стоимости проекта для малых генераторов выше, чем для больших. Поэтому в законе содержится (статья 21, п. 1) требование к Правительству разработать критерии выделения из Федерального бюджета средств на выплату компенсации расходов таких генераторов на технологическое присоединение к сетям. Такое «облегчение» затрат для небольших генераторов существенно улучшит их экономику.

Этим помощь генерации ВИЭ со стороны сетевых организаций не исчерпывается. Статья 32 п. 3 закона возлагает на сетевые организации обязательство покупки энергии ВИЭ на рынке: «Сетевые организации должны осуществлять компенсацию потерь в электрических сетях в первую очередь за счет приобретения электрической энергии, произведенной на квалифицированных генерирующих объектах, подключенных к сетям сетевых организаций и функционирующих на основе использования возобновляемых источников

энергии». То есть, сетевые организации должны где-то покупать энергию для компенсации своих потерь в сетях, так пусть покупают, в первую очередь, энергию от возобновляемых источников.

Здесь следует обратить внимание на несколько важных обстоятельств. Во-первых, такие обязательства у сетевых организаций возникают только по отношению к генераторам ВИЭ, которые подключены именно к их сетям. Во-вторых, объем покупки имеет верхнее физическое ограничение в виде абсолютной цифры объема технологических потерь сетевой организации. В-третьих, необходимость именно покупки энергии для компенсации своих технологических потерь в электрических сетях предусматривается этим же законом, и новое дополнение лишь уточняет источник такой покупки.

Такое же обязательство существует и в германском законе. Разница состоит в отсутствии ограничения по величине потерь и в наличии процедуры перевода этого обязательства на сетевую организацию более высокого уровня в случае, если первая сетевая организация больше не может покупать эту энергию. В отличие от российского законодательства, регулирующего электроэнергетические рынки, немецкое не запрещает сетевым организациям как самостоятельным, так и в составе вертикально-интегрированных энергокомпаний, заниматься куплей-продажей электрической энергии.

Законодатель предусмотрел возможность и других мер бюджетной поддержки в рамках действующего бюджетного законодательства. И хотя они прямо в нём не упоминаются, мы допускаем, что речь может идти, например, о компенсации расходов на долговое финансирование проектов ВИЭ их владельцам, на повышение норм амортизации на соответствующее оборудование и снижение налоговой нагрузки, а также на выделение грантов из бюджета в рамках целевых программ и др.

Система «зелёной» сертификации энергии на основе ВИЭ в России

В основе практической реализации всех без исключения мер поддержки должна лежать эффективная и работоспособная система учёта объёмов производства энергии на основе ВИЭ. Исходя из этой логики, было принято

решение об использовании специальной системы сертификатов возобновляемой энергии или «зелёных» сертификатов.

Этот термин «зелёные» сертификаты постоянно встречается в литературе и выступлениях на тему механизмов поддержки развития энергетики на основе ВИЭ. В то же время следует признать пока ещё слабую разработанность научно-методических основ этой категории и процессов, в которых эти сертификаты принимают участие в той или иной форме. Слабая методическая проработка вопроса отчасти объяснима новизной и даже, в некотором смысле, революционностью понятия, которое появилось в обороте недавно.

Система, которая в дальнейшем получила название «зеленых» сертификатов⁵, появилась впервые как инструмент учета и мониторинга производства и потребления электрической энергии на основе ВИЭ в Нидерландах в 1997 – 1998 гг. под названием «система зеленой маркировки» (green label system). Именно отсюда возникло название сертификатов, которое с тех пор закрепилось. Рассмотрим очень кратко, как выглядит эта система.

Как известно, электрическая энергия после её передачи с шин трансформатора электростанции-генератора потребителю становится для него обезличенной. На практике это означает, что за редким исключением потребитель не знает, энергию какого генератора он потребляет вообще и в данный конкретный момент времени. В связи с запуском специальных механизмов поддержки отдельных видов электрической энергии, в первую очередь, на основе ВИЭ, понадобилось решить две задачи: точно идентифицировать объёмы такой энергии (1) при её производстве и (2) – при её потреблении. Первая задача – стандартная, решаемая, как правило, на основе известных методических и технологических подходов. Вторая задача может быть решена с использованием тех же подходов, что и первая: детальный анализ двусторонних договоров, анализ данных коммерческого учёта и данных транспортировки энергии и т.д. Однако такие результаты будут весьма неточными, либо очень дорогими. Ситуация ещё больше усложняется в схемах работы региональных энергетических пулов (где

энергия «перемешивается») при использовании сделок «СВОП» по энергии и т.д.

В качестве альтернативы такому прямолинейному подходу в конце 90-х годов была предложена схема использования специальных «зелёных» сертификатов для подтверждения факта производства электрической энергии именно на основе ВИЭ. Для получения таких сертификатов генератор в России должен пройти процедуру квалификации или аккредитации, как это называют наши коллеги в Европе. После прохождения квалификации начала производства энергии её производители получают специальные «зеленые» сертификаты, подтверждающие, что они произвели и продали на рынке определенный объем возобновляемой или «зеленой» энергии.

Выпускают такие сертификаты специальные органы, получившие название «выпускающих». В каждой стране по правилам Международной ассоциации RECS (<http://www.recs.org>) может быть только один выпускающий орган. Кроме ассоциации RECS существует похожая международная ассоциация национальных выпускающих органов AIB (<http://www.aib-net.org>). Лучшим аналогом места и роли такого выпускающего органа в системе сертификации является положение центрального банка страны в национальной банковской системе, регулирующего выпуск и обращение денег в стране на основании правил, установленных Федеральным законом.

Международная ассоциация RECS International включает около 200 членов из 24 (европейских) стран и ставит своей задачей формирование и развитие панъевропейского рынка сертификатов возобновляемой энергии. Зарегистрирована в марте 1999 г. в Брюсселе (<http://www.recs.org/home.asp>). Создание ассоциации стало ответом на желание нескольких крупных европейских энергокомпаний, захотевших создать международную систему торговли сертификатами на либерализованных рынках ЕС. Каждый национальный выпускающий орган должен быть членом AIB, чтобы обеспечить выпуск и обращение сертификатов на основе единых правил и стандарта. Членом ассоциации сможет быть только один выпускающий орган от каждой страны. Чтобы открыть в AIB сертификаци-

онный счет для проведения операций с сертификатами, заинтересованный агент (производитель, поставщик, трейдер) должен вступить в члены RECS International.

Количество выпускаемых сертификатов «привязано» к объему произведенной генераторами энергии. Обычно сертификаты кратны 1 МВт·часу. Дальнейшая судьба сертификатов зависит от выбранной государством схемы поддержки развития возобновляемой энергетики. Хотя система сертификации, как таковая, не является системой поддержки, но она представляет собой обязательный инструмент, без которого ни один из основных типов таких систем работать не сможет.

В схеме системы поддержки ВИЭ на основе квот⁶ сертификаты поступают на торговые площадки, где их покупают компании, которым необходимо подтвердить выполнение возложенных на них обязательных квот потребления энергии на основе ВИЭ. При этом сертификаты «гасятся», чтобы избежать двойного счёта и мошенничества.

В схемах поддержки на основе фиксированных тарифов и надбавок к ценам рынка в обязательном порядке производится только подтверждение объёмов производства такой энергии. Подтверждение потребления производится на основе принятых добровольных обязательств компаний и исходя из объёмов таких добровольных обязательств.

Поэтому движение сертификатов по правилам RECS International не «привязано» к движению энергии, на основании которой они выпускаются. Это дает возможность использовать сертификаты тем агентам, которые не производят энергию от ВИЭ, но покупают сертификаты для своих целей. Важно отметить, что они становятся предметом обращения на специальных рынках, получая свою рыночную цену на них.

Таким образом, «зеленый» сертификат представляет собой новый инструмент регулирования электроэнергетических рынков в России и может использоваться для различных целей, имеющих отношение, главным образом, к производству и потреблению энергии на основе ВИЭ:

1. Сертификат документирует экологическую и соответствующую экономическую ценность энергии от ВИЭ, признанную и подтвержденную государством;

2. Даёт право на получение генераторами надбавки за проданную энергию ВИЭ;

3. Служит инструментом статистического учета объёмов производства энергии на основе ВИЭ с учётом разных технологий генерации и обеспечивает оценку степени достижения национальных целей в этой сфере;

4. Обеспечивает контроль исполнения принимаемых добровольных обязательств по потреблению энергии ВИЭ.

Закон возлагает ответственность за «ведение реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на основе использования ВИЭ» на Совет рынка (статья 33, п. 3). Разработка и «утверждение порядка ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах» должна быть осуществлена Правительством (статья 21, п. 2).

Российская система «зелёной» сертификации имеет некоторые отличия от немецкой и международной. Правило погашения сертификатов сразу после получения поддержки, действует в Германии и не действу-

ет в России. В российских сертификатах будет производиться только отметка о получении какой-либо формы поддержки, чтобы исключить возможность повторного обращения владельца сертификата. Российские «зеленые» сертификаты будут гаситься только при подтверждении потребления или по истечению срока их действия. В отличие от международных правил в российской системе купли-продажи электроэнергии сертификат будет «связан» и будет сопровождать движение энергии в процессе купли-продажи и поэтому, в конце концов, окажется у покупателя энергии, если покупатель выразит такое желание. В дальнейшем эти российские сертификаты могут использоваться также для подтверждения принятых компаниями добровольных обязательств по потреблению энергии на основе ВИЭ. Общая схема использования сертификатов в системе электроэнергетических рынков приведена на рис. 1. Пунктиром на рисунке показаны процессы и элементы системы продажи сертификатов для подтверждения добровольных обязательств юридических лиц, которая пока не имеет адекватного законодательного или регламентирующего оформления.

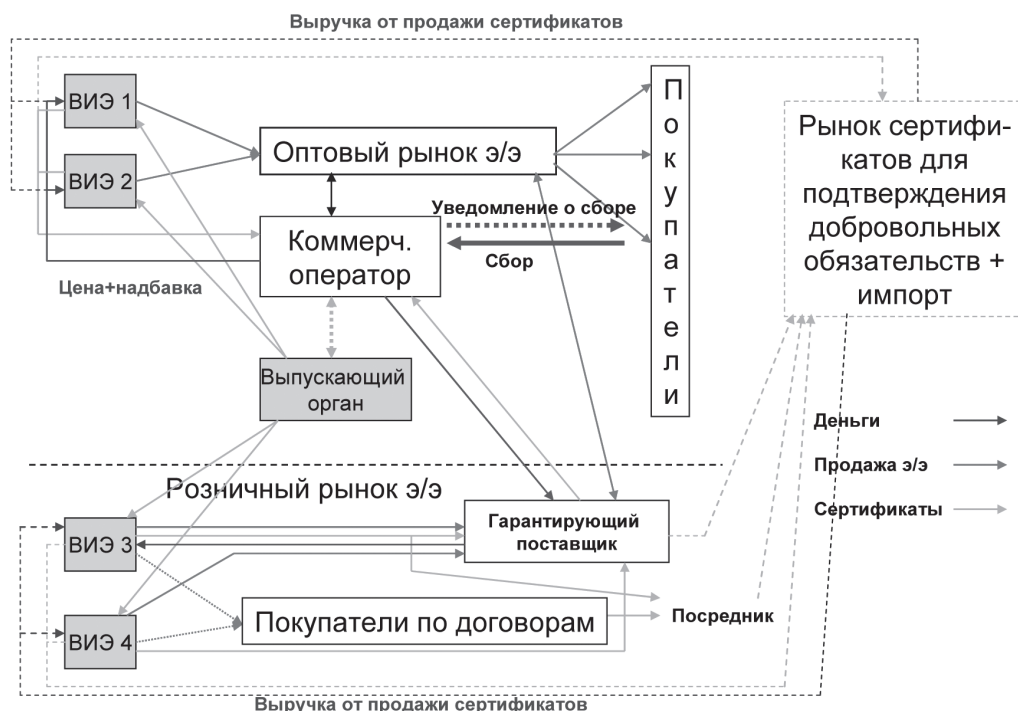


Рис. 1. Движение сертификатов в системе рынков электрической энергии

Что ещё надо сделать?

Для ответа на этот вопрос обратимся к мерам поддержки в том порядке, каком мы их описали.

Выплата надбавок к рыночным ценам на энергию ВИЭ

К сожалению, решение этого вопроса пока отложено. Несмотря на многочисленные обращения экспертного сообщества и общественности к Председателю Правительства и Президенту РФ с просьбой ускорить решение вопроса по надбавкам, проект Постановления так и не был представлен в аппарат Правительства. Продолжается обсуждение основополагающих моментов будущего решения по надбавкам: должна ли быть одна надбавка или несколько в «привязке» к разным технологиям ВИЭ, должна ли надбавка (надбавки) быть «привязана» к изменяющемуся всё время уровню цены или нет, насколько высоким следует сделать её уровень и, следовательно, степень привлекательности таких проектов для инвесторов и т.д.

После принятия этого Постановления потребуется внесение изменений в правила оптового рынка для практической реализации процедур выплат надбавок. С нашей точки зрения, решение по надбавкам само по себе способно сдвинуть с места вопрос о развитии возобновляемой энергетики в России, по крайней мере, в части большой (≥ 25 МВт мощностью) генерации, которой нет необходимости ждать Постановления по компенсации затрат на техприсоединение. Конечно при условии, что их уровень сделает проекты по ВИЭ экономически окупаемыми.

Субсидии на затраты на подключение к сетям для генераторов ВИЭ мощностью менее 25 МВт

Президентом России был подписан Указ от 4 июня 2008 г. N 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики», предусматривающий необходимость «при формировании тарифной политики и проектов Федерального бюджета на 2009 год и на плановый период 2010 и 2011 годов, а также на последующие годы предусматривать бюджетные ассигнования, необходимые для поддержки и стимулирования реализации проектов использования возобновляемых источников энергии и экологически чистых про-

изводственных технологий» (пункт 1, подпункт «г»). То есть, это положение Указа переводит норму закона о бюджетной поддержке возобновляемой энергетики в плоскость его поручений Правительству.

Однако нам неизвестно, ведётся ли какая-либо работа над проектом этого документа (документов). Органы власти должны установить, будет ли эта субсидия покрывать все затраты генератора ВИЭ, рассчитанные по утверждённым методикам и требованиям, или только их часть. Также пока не решено, кто будет непосредственным получателем средств: сам генератор или подключающая его сетевая компания.

Покупка энергии ВИЭ сетевыми организациями

Насколько нам известно, проекты документов отсутствуют, сроки их принятия неизвестны.

Система сертификатов возобновляемой энергии или «зелёных» сертификатов

Почти все нормативные документы, необходимые для запуска системы сертификации, готовы, хотя некоторым требуется небольшая редакция и уточнение положений. В принципе, сертификаты, взятые сами по себе, не очень нужны. Но запуск системы сертификации был бы крайне желателен как для апробации её на практике, так и для создания учетной платформы решения проблемы энергоэффективности. Имеется в виду возможность создания на её базе дополнительной подсистемы сертификатов, но теперь уже для целей энергоэффективности.

В завершение статьи хотелось бы ещё отметить, что упомянутый в начале Федеральный закон решил пока ещё не все проблемы законодательной поддержки развития возобновляемой энергетики. В частности, за бортом у законодателей осталась малая энергетика на ВИЭ, т.к. отсутствуют положения закона по розничному рынку электроэнергии, на котором малая генерация могла бы продавать свою энергию.

Выпали из внимания законодателей так называемые неценовые зоны рынка, в которых продолжают действовать устанавливаемые централизованно тарифы, а не рыночные цены. Это относится к таким регионам с высоким потенциалом ВИЭ как Калининградс-

кая обл., Сахалинская, Камчатский край, Чукотка и Магаданская обл., Архангельская и Мурманская обл.

Возобновляемая энергетика для России – это не только будущая чистая энергия, но и десятки тысяч новых рабочих мест на малых и средних предприятиях по производству оборудования для энергетики ВИЭ и её обслуживанию. Опыт тех стран, которые обеспечили быстрое и масштабное развитие этой отрасли, полностью подтверждает данное положение.

Новая стратегия развития российской энергетики

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р была утверждена новая «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года». С точки зрения анализа перспектив развития возобновляемой энергетики в России этот документ производит двойственное впечатление. С одной стороны, ВИЭ включены в документ в качестве одного из элементов перспективного развития российской энергетики. С другой стороны, места им там отведено не очень много. В частности, ни в формулировке главной цели стратегического развития нашей энергетики, ни в перечне главных задач, развитие ВИЭ прямо не фигурирует. Из этого можно сделать однозначный вывод о том, что ВИЭ, за исключением большой гидроэнергетики, не относятся к числу стратегических приоритетов Минэнерго.

Развитие возобновляемой энергетики рассматривается в Стратегии с точки зрения совершенствования структуры энергобалансов и с точки зрения повышения экологической эффективности традиционной топливной энергетики. «Существенная роль в настоящей Стратегии также отводится развитию использования новых возобновляемых источников энергии и энергоносителей. Вовлечение в топливно-энергетический баланс таких новых возобновляемых источников энергии, как геотермальная, солнечная, ветровая энергия, биоэнергия и др., позволит сбалансировать энергетический спрос и снизить экологическую нагрузку со стороны предприятий энергетики на окружающую среду» (разд. 6, п. 2 «Стратегические

инициативы развития топливно-энергетического комплекса»). Отмечая «недостаточно активное развитие возобновляемой энергетики» в стране, разработчики предлагают в качестве одного из ключевых решение по «формированию долгосрочной политики развития возобновляемых источников энергии, учитывающей структуру и тенденции изменения прогнозного топливно-энергетического баланса» (разд. 5, п. 5 «Формирование рационального топливно-энергетического баланса»).

Относительно политики государства в сфере поддержки энергетики ВИЭ разработчики Стратегии подтвердили, что в целом государственная политика в сфере использования возобновляемых источников энергии на период до 2030 года будет предусматривать:

... «рациональное применение мер государственной поддержки развития возобновляемой энергетики, в том числе путем оплаты электрической энергии, произведенной с использованием возобновляемых источников энергии, при ее реализации на оптовом рынке, с учетом надбавок к равновесной цене оптового рынка, а также путем возмещения платы за технологическое присоединение к сетям» (раздел 6, п. 10. «Использование возобновляемых источников энергии и местных видов топлива»).

То есть, подтверждено то методологическое решение по схеме поддержки, которое было закреплено в ФЗ №35 «Об электроэнергетике». В Сводном плане (Дорожной карте) мероприятий государственной энергетической политики (Приложение 5 Стратегии) подтверждается политика реализации тех мер поддержки энергетики ВИЭ, которые предусмотрены ФЗ №35. Они предусматривают уже на 1-ом этапе её реализации:

«создания институциональной основы использования возобновляемых источников энергии в энергетике;

стимулирующее налогообложение электростанций и источников теплоснабжения на возобновляемых источниках энергии;

внедрения системы гарантированного подключения и доступа к электрическим сетям для электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии» (Приложение 5, п. 8).

Анализируя направления реализации мер поддержки, следует отметить следующее. Во-первых, сложно говорить о «создании институциональной основы» в ситуации с разработкой законодательных и нормативных основ развития возобновляемой энергетики, представленной выше. Скорее следует говорить о развитии этой институциональной структуры, основа которой, по нашему мнению, уже заложена.

Во-вторых, в случае реализации такого подхода, как сформулировано выше, это означает расширение мер поддержки возобновляемой энергетики по сравнению с включенными в упоминавшийся выше Федеральный закон. Если пропустить в значительной степени заявление о создании новой институциональной основы этой энергетики, то из оставшихся 2-х положений только первое (о стимулирующем налогообложении генерации на ВИЭ) имеет содержательный смысл, т.к. доступ генераторов в сеть и так гарантирован действующим законодательством, в т.ч. и для генераторов ВИЭ.

Однако, когда дело доходит до разговоров о новой генерации и, говоря далее о региональных предпочтениях технологий и развитии генерации в стране, авторы Стратегии не упоминают ни одной из технологий на основе ВИЭ, кроме больших ГЭС. Следовательно, можно сделать вывод о том, что авторы не видят этой энергетики в качестве реального «участника» стратегического развития энергетики страны. Для сравнения, достаточно было упомянуть руководителям страны о необходимости эффективного использования попутных нефтяных газов, как Минэнерго выпустило Приказ о порядке подключения к транспортной газовой сети поставщиков этого топлива, а подключение генераторов ВИЭ уже третий год ожидает своей очереди, и этот факт красноречивее всего говорит о сложившихся приоритетах нашей энергетической политики.

Таким образом, вполне ожидаемо, что в п. 1 раздела 8 «Ожидаемые результаты» утвержденной Стратегии развитие возобновляемой энергетики не упоминается в качестве отдельной цели и ожидаемого результата.

Ссылки

¹ Федеральный Закон от 4 ноября 2007 № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России».

² Основные направления Государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года. Утверждены Распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. №1-р.

³ Подробнее см.: Законодательная поддержка развития возобновляемой энергетики в России // Малая энергетика, 2008. – № 1-2.

⁴ Критерии и процедуры квалификации генераторов ВИЭ описаны в: Постановлении Правительства РФ от 3 июня 2008 г. №426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии», «Положение о квалификации генерирующего объекта и ведении реестра квалифицированных генерирующих объектов». Утверждено Наблюдательным Советом НП «Совет рынка» 03 октября 2008 г.

⁵ В настоящее время используется два термина для определения близких категорий: «зеленые сертификаты» (Green Certificates) и «гарантирующие сертификаты» (Guarantees of Origin GO). По сути, это очень близкие понятия.

⁶ Подробнее вопросы вариантов схем поддержки рассматриваются: Копылов А.Е. // Экономические аспекты выбора системы поддержки использования ВИЭ в России / Энергия: экономика, техника, экология, 2008. – № 9.

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДИК ПРОГНОЗА ВЕТРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В РОССИИ

Николаев В.Г. к. ф.-м. н., НИЦ «АТМОГРАФ»

В настоящее время для прогноза средних многолетних характеристик ветроэнергетического потенциала (ВЭП) и технико-экономических показателей проектируемых российских ветроэлектрических установок (ВЭУ) и станций (ВЭС) рынком предлагаются различные зарубежные и отечественные методики, инструментальные и программные средства (WindFarm, WindFarmer, WindMaster, WindPro и др.), отличающиеся практической реализуемостью и достоверностью. Целью настоящей статьи явля-

ется повышение информированности российских пользователей об эффективности и точности существующих методик, способствующих, по мнению автора, росту активности и надежности разработок ветроэнергетических проектов в России и привлечения к ним инвестиций.

При имеющемся многообразии их программной и инструментальной реализации указанные задачи решаются всеми известными методиками по схеме, приведенной на рис. 1.

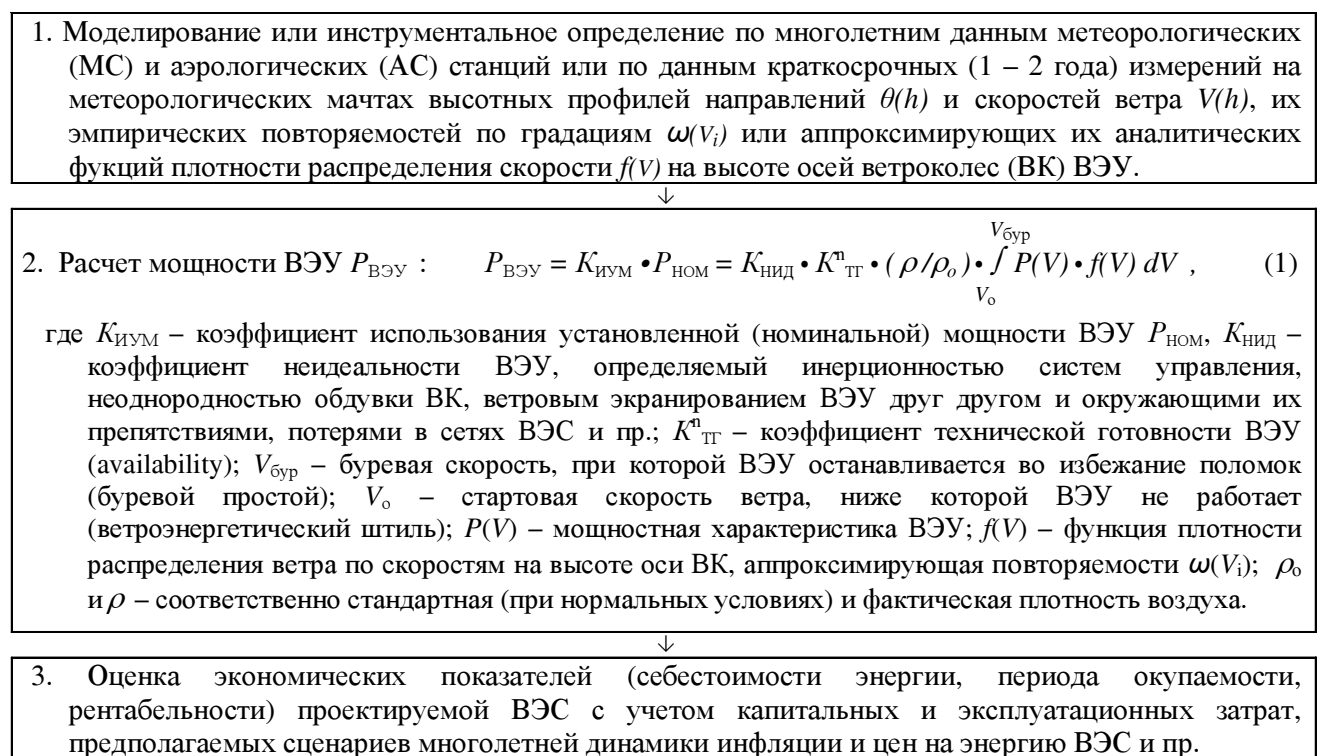


Рис. 1. Принципиальная схема и последовательность определения ВЭП и технико-экономических показателей ВЭС в местах их предполагаемого возведения

Значения рабочих характеристик ВЭУ $P(V)$ определяются по графикам или таблицам рабочих характеристик ВЭУ, полученных либо экспериментально в сертификационных испытаниях, либо расчетным путем. Использование расчетных рабочих характеристик ВЭУ средней и большой мощности при оценках их энергетической эффектив-

ности может приводить к завышениям расчетных энергетических показателей ВЭУ на 5 – 7% по сравнению с реальными (а для малых ВЭУ — до 20 – 25% и более) за счет просчетов проектирования, неидеальности технической реализации, производства и эксплуатации ВЭУ, а порой и сознательного их завышения в конкурентной борьбе.

Поэтому для минимизации погрешностей прогноза эффективности ВЭУ, особенно отечественного производства, предпочтительнее использовать их экспериментально полученные рабочие характеристики $P(V)$, либо, при отсутствии таковых, сертифицированные рабочие характеристики серийно выпускаемых зарубежных ВЭУ аналогичных типов и мощности.

Но основные погрешности определения мощности ВЭУ по (1) даже при использовании сертифицированных $P(V)$ (до 15 – 20%), связаны с неучетом неидеальности работы ВЭУ в реальных природных условиях из-за неоднородности обдувки ВК, инерционности систем управления, ветрового экранирования ВЭУ друг другом и окружающими их препятствиями, потерями в сетях ВЭС и пр., учитываемых в (1) коэффициентом неидеальности ВЭУ $K_{\text{НИД}}$.

Неоднородность обдувки ВК ВЭУ обусловлена высотными сдвигами скорости и направления ветра. В мировой практике общепринято определение ветроэнергетических характеристик для высоты оси ВК ВЭУ. Данный подход, основанный на допущении о линейном нарастании скорости ветра с высотой и постоянстве его направления на расстоянии порядка диаметра ветроколеса, оп-

равдан для ВЭУ малой и средней мощности с небольшими диаметрами ВК ($\leq 20 - 30$ м).

Однако современные ВЭУ мегаваттной мощности имеют диаметры ВК и высоты башен 80 – 130 м, и на таких расстояниях в силу нелинейности высотного профиля скорости в приземном слое принятое допущение нарушается. Мощность ветрового потока, приходящаяся на верхний полуокруг ветроколеса ВЭУ, может заметно превышать мощность, соответствующую нижнему полуокругу, приводя тем самым к некоторому завышению энергетических показателей ВЭУ.

Представление о возможных погрешностях определения энергетических показателей ВЭУ при неучете нелинейности профилей скорости ветра в приземном слое дают данные расчетов уменьшения мощности ВЭУ для разных логарифмических высотных профилей скорости ветра (табл. 1). Скорость на высоте 100 м принята в численном эксперименте одинаковой $V_{100} = 8,0$ м/с, а скорости на высоте стандартных приземных метеорологических измерений ≈ 10 м приняты равными $V_{10} = 4$ м/с (типичные условия для равнинной части европейской территории России), 5 м/с (степные южные зоны ЕТР и Западной Сибири), 6 м/с (побережья морей) и 7 м/с (островные территории и морские акватории).

Таблица 1

Зависимость приведенной (к исчисленной по скорости на оси ВК ВЭУ) мощности ВЭУ от диаметра ВК и высоты ее башни при разных высотных профилях скорости ветра

$V_{10}, \text{ м/с}$	Диаметр ветроколеса 60 м				Диаметр ветроколеса 80 м				Диаметр ветроколеса 100 м				
	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	
	40	50	60	70	60	70	80	90	70	80	90	100	110
4,0	0,960	0,975	0,983	0,987	0,975	0,982	0,986	0,989	0,975	0,982	0,986	0,988	0,990
5,0	0,979	0,987	0,991	0,993	0,987	0,990	0,992	0,994	0,986	0,990	0,992	0,993	0,994
6,0	0,995	0,997	0,998	0,998	0,997	0,998	0,998	0,998	0,997	0,997	0,998	0,998	0,999
7,0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

С ростом приземной скорости $V_{10 \text{ м}}$ высотный профиль скорости ветра становится все более наполненным, и эффект уменьшения мощности ВЭУ, обусловленный нелинейностью профиля скорости, убывает. Для ветровых условий, характерных для прибрежных и островных территорий, а также акваторий морей и больших водоемов, рассмотренный эффект становится пренебрежимо малым. Однако на большей части территории России со средними скоростями ветра

$V_{10} \approx 4$ м/с уменьшение мощности ВЭУ из-за нелинейности высотного профиля скорости ветра может достигать 2,0 – 3,0% и является весьма ощутимым.

К погрешностям определения энергетических показателей ВЭУ приводят также высотные сдвиги направления ветра в приземном 100 – 200-метровом слое атмосферы [1], достигающие во многих регионах России 25 – 35° и более, приводящие к работе лопастей ВЭУ под разными углами атаки к набегающему

потоку в их нижнем и верхнем положении и разным по величине на них силовым воздействиям. Данный эффект также существенно затрудняет работу системы наведения ВЭУ на ветер, ориентирующей ВК перпендикулярно направлению ветра, измеряемому анемометром, монтируемым обычно на крыше гондолы ВЭУ (выше оси ВК).

Для ВЭУ с малыми диаметрами ветроколес данный эффект пренебрежимо мал, но для ВЭУ с диаметрами ВК $\approx 70 - 100$ м учет его существенен.

Оценку энергетических потерь ВЭУ, обусловленных данным эффектом, можно провести на основе предложенной в [1] экспоненциальной модели зависимости от вертикальной координаты z угла направления ветрового

потока $\varphi(z)$ относительно плоскости ВК:

$$\varphi(z) = \varphi_0 \cdot \{ \exp[-(z/h_{\text{ВК}} - 1)] - 1 \} / [\exp(1) - 1]. \quad (2)$$

В соответствии с (2) угол направления ветра относительно плоскости ветроколеса ВЭУ $\varphi(z)$ весьма быстро изменяется от параметрически задаваемого значения φ_0 при $z = 0$, до $\varphi(z) = 0$ при $z = h_{\text{ВК}}$ и далее при увеличении z $\varphi(z)$ стремится к значению $-0,368 \cdot \varphi$.

Расчетные данные об относительных изменениях мощности ВЭУ, обусловленных высотой зависимостью направления ветра, приведены в табл. 2 и свидетельствуют о возможном уменьшении мощности ВЭУ на 1,5 – 2,5%. Величина данного эффекта растет с увеличением размеров ВК ВЭУ и уменьшением высоты их башен.

Таблица 2

Связь относительных изменений мощности ВЭУ с высотными сдвигами направления ветра

$\varphi_0, ^\circ$	Диаметр ВК ВЭУ 60 м				Диаметр ВК ВЭУ 80 м				Диаметр ВК ВЭУ 100 м			
	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$	$h_{\text{ВК}}, \text{ м}$
	40	50	60	70	70	80	90	100	80	90	100	110
0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
10	0,998	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	1,000	0,999	0,999	0,999	0,999
20	0,992	0,995	0,997	0,998	0,996	0,997	0,998	0,998	0,995	0,996	0,997	0,998
30	0,981	0,989	0,993	0,995	0,991	0,993	0,995	0,996	0,989	0,991	0,993	0,994
40	0,967	0,981	0,987	0,991	0,983	0,988	0,990	0,992	0,980	0,985	0,988	0,990

Важным фактором, влияющим на эффективность ВЭУ, является временная изменчивость направления ветра. Система ориентации ВК ВЭУ на ветер выполняет его поворот при изменении направления ветра при достаточном существенном его повороте (10° и более), а также с некоторой задержкой (для ВЭУ большой мощности от 10 до 30 секунд) к показанию управляющего анемометра. Алгоритм системы управления ориентацией ВК, во избежание лишних механических нагрузок на ВК и поворотную систему, начинает поворот лишь после повторных подтверждений анемометра об установившемся направлении ветра. Следствием задержек является частое отклонение оси ВК от направления ветра, в результате чего оно работает в условиях кривой обдувки с меньшей энергоотдачей, что может приводить к потере мощности ВЭУ в районах с неустойчивыми по направлению ветрами до 2 – 3% [1].

В климатических условиях России существенным фактором повышения точности определения сезонных мощностей ВЭУ яв-

ляется учет плотности воздуха, особенно важный в холодный период года в северных регионах, где значения параметра ρ/ρ_0 в (1) достигают $\geq 1,1$.

Учет вариаций высотной и временной изменчивости скорости и направления ветра, а также плотности в заданном регионе проводится в российских методиках по данным ближайших к месту возведения ВЭС МС и АС.

Следует также упомянуть о влиянии на точность определения энергетических и экономических показателей современных ВЭУ их ресурсных показателей.

Моторесурс современных ВЭУ средней (до 800 кВт) и большой (свыше 1 МВт) мощности по оценкам экспертов составляет около 120 тыс. часов, а для ВЭУ малой (до 100 кВт) мощности — 80 – 100 тыс. часов [1]. Заявляемый производителями период эксплуатации ВЭУ средней и большой мощности составляет в настоящее время 20 лет при одном капитальном ремонте после 11 – 13 лет их работы. 20-летний ресурс ВЭУ $T_{\text{ВЭУ}}$ (с моторесурсом 120 тыс. часов) гарантируется про-

изводителями при их эксплуатации в стандартных атмосферных условиях (плотность $\rho_0 = 1,225 \text{ кг/м}^3$, давление $p_0 = 1 \text{ атм}$) и на ветрах с малой турбулентностью. При высокой турбулентности и порывистости ветра ВЭУ работает в напряженных силовых и энергетических режимах и 20-летний их ресурс может уменьшаться до 18 – 16 лет.

Еще одним фактором, определяющим энергетическую эффективность ВЭУ, является потребление ВЭУ части вырабатываемой мощности, обеспечивающей работу основных агрегатов: гидравлических и механических систем наведения ВК на ветер, систем регулирования мощности и управления, генерации энергии, тормозных устройств и пр.

Потребление электроэнергии современными ВЭУ по доступным официальным данным составляет в зависимости от нестационарности ветра $\approx 3\%$ в среднем от ее реальной мощности, но может достигать на нестационарных режимах 5 – 8% и более [1].

При оценке мощности многоагрегатных ВЭС необходимо учитывать потери в их внутренних электросетях, составляющих $\geq 2\%$ у зарубежных ВЭС мощностью $\geq 30 \text{ МВт}$.

Повышение энергетической эффективности ВЭС достигается выбором расстояний между ВЭУ, исключаяющих их ветровое экранирование друг другом и обусловленное этим снижение выработки ВЭС и повышение себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии.

Согласно законам аэродинамики, восстановление энергии ветра после прохождения ВЭУ происходит на расстоянии, составляющем не менее 10 диаметров ВК [1], что должно соблюдаться при возведении ВЭС, особенно вдоль преобладающих направлений ветра. Имеющиеся в зарубежных работах указания на возможность сокращения расстояний между ВЭУ в составе больших ВЭС до 5 – 6 диаметров их ветроколес и менее обусловлены учетом экономических факторов, важной составляющей которых является высокая стоимость земли и затраты на строительство инфраструктуры ВЭС (ЛЭП, дороги, охрана и пр.). Величина оптимального удаления ВЭУ в составе ВЭС имеет важное значение и для России, особенно при ограниченной площади и высокой стоимости земли, отводимой под строительство ВЭС.

Представление о зависимости относительного уменьшения выработки ВЭС от расстояния между ВЭУ, выраженного в диаметрах ВК, при круговом распределении ветра при наиболее плотной расстановке ВЭУ — в узлах треугольной равносторонней сетки — дают полученные автором расчетные данные табл. 3.

Таблица 3
Относительное уменьшение выработки ВЭС от расстояния между ВЭУ

Число диаметров ВК n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{\text{ВЭУ}} / P'_{\text{ВЭУ}}$	0,595	0,782	0,851	0,893	0,922	0,938	0,949	0,958	0,966	0,972

Из таблицы следует, что размещение ВЭУ в составе ВЭС на расстоянии менее 6 – 7 диаметров ВК при распределении ветра, близкого к круговому, сопряжено с заметным ($\geq 5\%$) падением суммарной мощности ВЭС. ВЭУ вдоль маловероятных направлений ветра могут располагаться на меньших расстояниях ($\approx 6 – 8$ диаметров ВК). С учетом реальных роз ветра на территории РФ среднее уменьшение выработки ВЭС из-за затенения составляет $\approx 0,96 – 0,97$.

Вклады и суммарный эффект факторов относительного уменьшения выработки ВЭС в результате неидеальности работы ВЭУ в реальных условиях приведены в табл. 4.

Для учета суммарного эффекта уменьшения выработки ВЭС в реальных условиях значение коэффициента неидеальности $K_{\text{нид}}$ в (1), согласно [1], следует принимать равным $K_{\text{нид}} = 0,80$.

Рассмотрим возможные погрешности ветровой составляющей $f(V)$ в расчетной модели (1).

Наиболее авторитетные и распространенные за рубежом методики моделирования ВЭП основаны на расчетных методах либо WASP, либо WindSim, отличающихся между собой.

Расчетный модуль методики WASP построен на квазидвухмерном моделировании характеристик ветра в месте предполагаемого расположения ВЭС по 12 или 16 направлениям

Таблица 4
Относительное уменьшение выработки ВЭС
от расстояния между ВЭУ

Факторы снижения мощности ВЭУ в реальных условиях	Максимум	Минимум
Нелинейность высотного профиля скорости ветра	0,98	0,98
Высотный сдвиг направления ветра	0,98	0,99
Временная изменчивость направления ветра	0,97	0,98
Завышение мощностных характеристик ВЭУ $P(V)$	0,93	0,95
Собственное энергопотребление ВЭУ	0,97	0,98
Потери во внутренних сетях ВЭС	0,98	0,98
Затенение ВЭУ друг другом	0,96	0,97
Уменьшение ресурса при повышенной турбулентности	0,95	1,00
Суммарный эффект	0,75	0,84

ям горизонта, или румбам. В WASP влияние рельефа, экранирующих ветер препятствий и шероховатости поверхности, задаваемых в цифровом виде по специальным технологиям, описывается с помощью эмпирически или численно установленных зависимостей пространственных распределений ветра от каждого из этих факторов [1].

В методике WindSim моделирование ветра в месте предполагаемого расположения ВЭС проводится численными сеточными методами на основе трехмерных уравнений гидродинамики с учетом орографии и шероховатости поверхности и экранирующих ветер препятствий.

В зарубежных методиках необходимые для расчета мощностей ВЭУ повторяемости скоростей ветра по градациям $\omega(V_i)$ или аппроксимирующие их аналитические или табулированные функции плотности распределения скорости $f(V)$ моделируются на высоте осей ВК ВЭУ высотной экстраполяцией повторяемости $\omega(V_i)$, полученной по данным измерений ветра на высотах $\approx 10 - 15$ м на ближайших к месту возведения ВЭС МС, либо определяются (и уточняются моделируемые) по данным короткопериодных (1 – 2 года) измерений ветра на специальных метеомачтах, устанавливаемых в местах предполагаемого возведения ВЭС (ветровая разведка).

Погрешность моделирования $f(V)$ методом ее экстраполяции на высоту оси ВК по данным ближайших МС обусловлена, во-первых, погрешностью определения эмпирических повторяемостей $\omega(V_i)$, во-вторых, различиями топографических и подстилающих свойств поверхности и соответственно скоростей и повторяемостей ветра в местах расположения МС и ВЭС и, в-третьих, погрешностью моделирования зависимости от высоты h скоростей ветра $V(h)$ и их повторяемостей $\omega(V_i)$ или аппроксимирующих их функций распределения скорости $f(V)$.

Как показывают методические исследования [1], погрешности определения $\omega(V_i)$ на российских МС по многолетним данным метеоизмерений составляют 2 – 3%.

Погрешности определения $\omega(V_i)$ в случае короткопериодных измерений (≈ 1 года) могут составлять от 3 до 11% и более, при этом больших погрешностей следует ожидать при ветровой разведке, проведенной в аномально ветренные или безветренные годы, когда ряд градаций, особенно при малых их интервалах, оказываются статистически не обеспеченными данными измерений. В соответствии с рекомендациями Garrad Hassan – одной из ведущих в мире проектной компании – погрешность неучета межгодовой изменчивости при определении скоростей ветра и их повторяемостей при годичной ветровой разведке оценивается в 6%.

Аппроксимация эмпирических повторяемостей $\omega(V_i)$ наиболее распространенными за рубежом аналитическими функциями (Вейбулла [7], Рэля [8]) в регионах с высоким ВЭП также может являться источником погрешностей при вычислении (1), достигающих 3 – 6% [1], обусловленным невозможностью моделирования вторичных максимумов при бимодальных распределениях скоростей ветра односторонними функциями.

Погрешности высотной экстраполяции эмпирических данных МС о повторяемости $\omega(V_i)$ на высоты осей ВК ВЭУ обусловлены главным образом погрешностями моделирования зависимости скоростей ветра $V(h)$ от высоты h .

Высотные профили скорости ветра $V(h)$ в приземном слое атмосферы до высот 200 м обычно описываются двухпараметрическими логарифмическими законами типа:

$$V(h) = (U_* / k) \cdot \ln(h/z_0) \quad (3)$$

$$V(h) = (U_* / k) \cdot [\ln(h/z_0) + 5,75 \cdot h/H], \quad (4)$$

где $k = 0,4$ — постоянная Кармана; z_0 — масштаб шероховатости поверхности; U_* — скорость трения, или динамическая скорость, связанная по гидродинамической теории с поверхностным трением μ зависимостью $|\mu| = \rho U_*^2$, $H = U_* / (6f)$ ($f = 2 \cdot \Omega \cdot \sin \varphi$ — параметр Кориолиса, Ω — частота вращения Земли, φ — широта в градусах).

Неизвестный параметр U_* определяется по данным ближайших МС, а параметр z_0 — численно моделируется в месте возведения ВЭУ с некоторой погрешностью, исходя из накопленных представлений о значениях масштаба шероховатости для различных типов рельефа. Из теории и эксперимента известно, что законы (3) и (4) достаточно точно описывают реальные распределения $V(h)$ лишь в случае нейтральной стратификации атмосферы и приземных слоях до высот 30 – 50 м [2, 6].

Погрешности определения скоростей ветра на высоте осей ВК в местах установки ВЭУ при использовании (3) и (4) могут быть обусловлены двумя причинами. Первая состоит в физической неправомерности использования логарифмического закона для описания высотных профилей скорости ветра на высотах более 50 м при наличии весьма распространенной на территории России термической стратификации в приземном слое атмосферы. Вторая причина связана с погрешностями определения скорости на высоте метеозмерений $V_{\text{МЕТЕО}}$ и значения параметра шероховатости z_0 , чувствительность моделей (3) и (4) к точности задания которых приведена на рис. 2 и 3. Для сравнения на рис. 2 и 3 приведены графики среднегодового профиля скорости, построенного по отечественной методике [2], описываемой формулами (6) – (7) – (8) по данным многолетних измерений ветра на метеоаэрологической станции Бологое, расположенной в типичных для европейской ветроэнергетики ветроклиматических условиях.

Из-за первой причины профиль (3) существенно занижает значения скоростей на высотах 60 – 100 м [1]. Для примера в табл. 5 приведены результаты сравнения рассчитанных в [2] по методике WASP значений средних годовых скоростей и удельных мощностей ветра для высот 100 и 200 м

Таблица 5

Высота:	100 м		200 м	
	ФЛЮГЕР	WASP	ФЛЮГЕР	WASP
Средняя по 55 МС скорость ветра, м/с	6,73	5,60	7,16	6,86
Среднее квадратическое отклонение, %	0	26,5	0	21,6
Средняя удельная мощность ветра, Вт/м ²	561,0	293,1	818,3	510,5
Среднее квадратическое отклонение, %	0	69,70	0	63,84

с данными многолетних (1960 – 1980 гг.) измерений скоростей ветра и их повторяемостей $f(V_i)$ на тех же высотах на 55 аэрологических станциях России и рассчитанных по этим экспериментальным данным удельных мощностей ветра.

Проведенный в [6] анализ показывает, что на 51 из 55 обработанных АС, представляющих всю территорию России, характеристики ветра, рассчитанные в работе [2] по методике WASP значения средних годовых скоростей и удельных мощностей ветра, занижены по сравнению с данными аэрологических измерений в среднем на 26,5% и 69,7% и на 21,6% и 63,8%, соответственно, на высотах 100 и 200 м. На ряде МС с малыми скоростями ветра, рассчитанные по методике WASP скорости ветра на высоте 100 м, оказываются заниженными по сравнению с экспериментальными в полтора раза и более.

Заниженные расчетные данные авторитетной за рубежом методики WASP представляются далеко не безобидными, поскольку в соответствии с ними многие регионы России (практически вся континентальная часть Европейской территории и Западной Сибири, Урал и др.) априори должны быть отнесены к неперспективным для развития отечественной ветроэнергетики [2].

Анализ различий скоростей ветра на соседних МС указывает на возможные погрешности определения скоростей ветра в местах предполагаемой установки ВЭУ до 15 – 20% [1]. Но уже при погрешности определения $V_{\text{МЕТЕО}}$ в 10%, как видно из рис. 2, использование аппроксимаций (3) и (4) приводит к разбросу скоростей ветра на высоте 100 и 200 м более 13%.

Моделирования параметров z_0 даже с двукратной погрешностью является трудной задачей [1], но даже погрешность ее моделирования в 50%, как видно из рис. 2, приводит к разбросу скоростей ветра на высоте 100 и 200 м в 12 – 15% при использовании аппроксимаций (3) и (4).

Наличие существенных расхождений результатов расчетных методик с данными эксперимента привело к развитию модели (3) и ее трансформации в модель (4), позволяющей, как видно из рис. 2 и 3, уменьшить погрешность определения скорости на высотах 50 – 150 м.

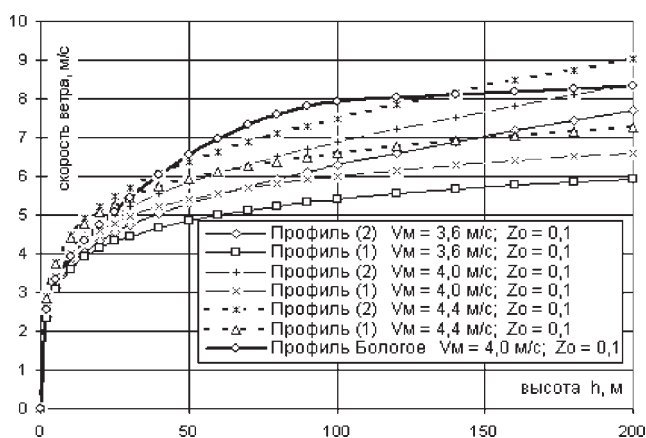


Рис. 2. Зависимость моделируемой скорости ветра в приземном 100-метровом слое атмосферы от значений скорости $V_{\text{МЕТЕО}}$

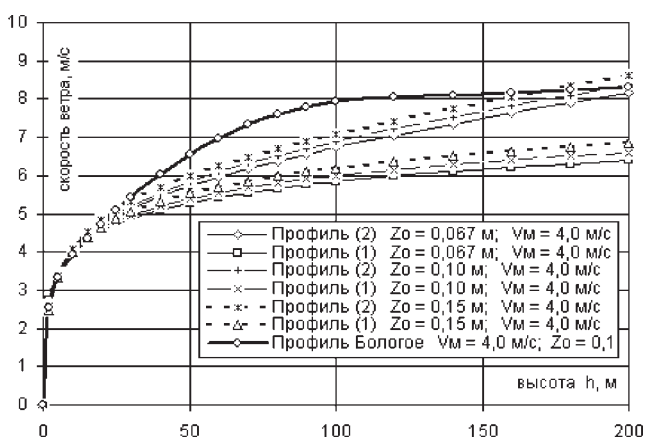


Рис. 3. Зависимость моделируемой скорости ветра в приземном 100-метровом слое атмосферы от значения параметра шероховатости z_0

Проведенные автором методические расчеты показывают, что использование профиля (4) вместо профиля (3) приводит к уменьшению различий модельных средних годовых скоростей ветра с аэрологическими

данными для высоты 100 м примерно вдвое, но величина «невязки» результатов модели и эксперимента при этом остается весьма существенной (13 – 18%).

Снижение погрешности достигается при этом, как видно из сравнения с аэрологическими данными (рис. 2 и 3), повышением точности математической аппроксимации, но не качества физической модели.

Таким образом, погрешности определения скорости по моделям (3) и (4) на высоте осей ВК современных ВЭУ ($\approx 80 - 100$ м) за счет неточности определения параметров z_0 и $V_{\text{МЕТЕО}}$ по данным ближайших МС могут достигать 20% и более. Использование при моделировании $V(h)$ данных годовых измерений на метеомачтах на высотах 40 – 60 м позволяют снизить указанные погрешности до 6 – 8% непосредственно в местах измерений и до 9 – 12% при удалении от них на расстояние не более 2 – 3 км.

Погрешности моделирования $f(V)$ на высотах ≥ 80 м методиками, использующими высотные экстраполяции (3) или (4) повторяемостей $\omega(V_i)$ по данным МС и их аппроксимации функциями Вейбулла и Рэлея могут превышать 20%, а при дополнительном использовании данных ветровой разведки длительностью 1 – 2 года они составляют от 4 до 12% [5].

Наиболее точные отечественные методы моделирования профилей $V(h)$ на высотах 10 – 100 м и выше основаны на интерполяции данных многолетних измерений ветра ближайших МС и репрезентативных для региона АС на высотах 100, 200, 300 и 600 м. Как показано в [1], различия средних месячных и сезонных скоростей ветра в пределах одного ветроклиматического региона уменьшаются с высотой в силу ослабления влияния рельефа и подстилающей поверхности. Для большей части территории России на высотах 300 – 600 м над земной поверхностью разброс скорости ветра по многолетним данным 5 – 7 соседних аэрологических станций не превышает 7 – 5% [1], что дает возможность при достижении приемлемой точности определения скорости ветра $V_{\text{МЕТЕО}}$ по данным МС (на высотах 10 – 15 м) использовать для реконструкции $V(h)$ методы интерполяции по аэрологическим и метеорологическим данным, более точные по сравнению с зарубежными экстраполяционными.

Такая возможность была реализована в работе [3] с использованием для интерполяции логарифмических профилей скорости:

$$V(h) = (U_* / k) \cdot \ln(h/z_o), \quad (5)$$

неизвестные параметры U_* и z_o которых определялись по данным многолетних измерений скоростей ветра на ближайших к исследуемому месту МС и АС (на высотах 100 или 200 м в зависимости от рельефа). Погрешность моделирования $V(h)$ в диапазоне высот 15 – 100 м с использованием (5) не превышает согласно [1] 6 – 10% на большей части территории РФ.

Последние отечественные разработки позволили существенно повысить точность моделирования $V(h)$ с использованием интерполяционных трехслойных моделей типа «Сэндвич» [1], описывающей зависимость скорости ветра от высоты в разных высотных диапазонах в соответствии с формулами:

в нижнем поверхностном слое (от 0 до 10 м):

$$V(h) = (U^* / k) \cdot \ln(h/Z_o), \quad (6)$$

в пограничном слое ($\approx 100 \leq h \leq 600$ м):

$$V(h) = A \cdot h^3 + B \cdot h^2 + C \cdot h + D, \quad (7)$$

в промежуточном слое ($\approx 10 \leq h \leq 100$ м):

$$V(h) = P \cdot h^3 + Q \cdot h^2 + R \cdot h + S, \quad (8)$$

где коэффициенты U^* и z_o определяются в соответствии с методикой WASP по данным измерений ветра на ближайших МС и значению параметра шероховатости z_o , моделируемому с использованием российской классификации Милевского ветровой закрытости МС; коэффициенты P, Q, R, S полинома (9), аппроксимирующего профиль скорости в пограничном слое 100 – 600 м определяются по многолетним данным АС на высотах 100, 200, 300 и 600 м; а коэффициенты A, B, C, D кубического сплайна, моделирующего профиль скорости в промежуточном слое 10 – 100 м определяются из условий гладкой сшивки с профилями (6) и (8), означающей равенство

в точках сшивки самих скоростей ветра и их первых производных.

Для примера, в табл. 6 приведены данные сравнения точности моделирования скоростей ветра разными моделями с многолетними данными аэростанции Новосибирск на высоте 60 м.

Расхождение с данными измерений в определении $V(h)$ моделью «Сэндвич» не превышает 2% для высоты 60 м при нулевых расхождениях на высотах 100 и 200 м, что принципиально точнее результатов моделирования с использованием прочих моделей.

Достоверность определения скоростей ветра $V_{\text{МЕТЕО}}$, используемых для построения высотных профилей скорости $V(h)$, повышается при использовании данных МС, расположенных на открытых для ветра ровных территориях, а также с использованием процедуры «очистки» метеоданных от влияния экранирующих ветер препятствий с использованием классификации Милевского о закрытости МС от ветра (табл. 7).

Методические исследования [1] позволили выявить достаточно тесную регрессионную связь средних сезонных и годовых скоростей ветра с коэффициентами M Милевского типа:

$$V = K \cdot M^2 + L \cdot M + N, \quad (9)$$

коэффициенты K, L, N которой определяются численно методом наименьших квадратов по достаточно большому числу МС (не менее 30 – 50), обеспечивающему статистическую достоверность уравнений регрессии. На этой основе реализована численная методика «очистки» данных МС, позволяющая весьма достоверно устанавливать характеристики невозмущенного препятствия ветра в исследуемом районе.

Пример использования развитой методики для определения с погрешностью $\leq 10 - 12\%$ средних годовых и сезонных скоростей ветра на высоте ≈ 10 м в районе предполагаемого

Таблица 6

Относительные (в %) отличия среднегодовых данных моделирования и многолетних измерений скорости ветра на аэрологической станции Новосибирск на высотах 60, 100 и 200 м

Методика	$(V_{\text{ЭКСП}} - V_{\text{МОД}}) / V_{\text{ЭКСП}}$ % на высоте 60 м	$(V_{\text{ЭКСП}} - V_{\text{МОД}}) / V_{\text{ЭКСП}}$ в % на высоте 100 м	$(V_{\text{ЭКСП}} - V_{\text{МОД}}) / V_{\text{ЭКСП}}$ в % на высоте 200 м
ГГО 1989: $V(z) = V_{\text{метео}} \cdot (h/h_{\text{метео}})^m$ [4]	21,9	16,6	14,1
АО «ВИЭН», 2002 [7]	33,5	14,9	18,1
WASP, RISO, Дания [2]	31,9	29,1	21,3
ФЛЮГЕР: $V(z) = V_o \cdot \ln(h/z_o)$ [3]	4,7	0	5,9

Таблица 7

Классификации закрытости МС от ветра и коэффициенты (в скобках) Милевского

Степень открытости ветроизмерительного прибора	Форма рельефа		
	Выпуклая (а)	Плоская (б)	Вогнутая (в)
Вблизи от водной поверхности			
Открытое побережье океана или открытого (внешнего) моря	12 а (M = 23)	11 б (M = 21)	10 в (M = 18)
Открытое побережье внутреннего моря	11 а (M = 22)	10 б (M = 19)	9 в (M = 15)
Открытое побережье залива, большого озера	10 а (M = 20)	9 б (M = 16)	8 в (M = 12)
Открытое побережье большой реки	9 а (M = 17)	8 б (M = 13)	7 в (M = 9)
Вдали от водной поверхности			
Анемометр выше элементов его защищенности от ветра			
Элементы защищенности отсутствуют	8 а (M = 14)	7 б (M = 10)	6 в (M = 6)
Отдельные элементы защищенности	7 а (M = 11)	6 б (M = 7)	5 в (M = 4)
Среди элементов защищенности	6 а (M = 8)	5 б (M = 5)	4 в (M = 3)
Анемометр выше элементов его защищенности от ветра			
Среди элементов защищенности	4 а (M = 2)	4 б (M = 1)	4 в (M = 0)

Таблица 8

Первичные данные многолетних измерений ветра на сети 50 МС в районе г. Волгограда

	Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Среднее	4,4	4,9	5,2	5,0	4,7	4,4	3,9	3,7	3,6	3,7	4,1	4,7	4,8
СкВО, м/с	0,6	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8
СкВО, %	14,4	16,2	15,4	13,7	13,6	12,6	13,5	14,1	15,4	15,6	15,4	17,2	16,0
«Очищенные» данные (приведены к поверхности типа 76 по Милевскому — классу 2 по методике WASP)													
Среднее	4,8	5,3	5,6	5,3	5,0	4,7	4,3	4,0	4,0	4,1	4,5	5,1	5,2
СкВО, м/с	0,4	0,5	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,6
СкВО, %	8,3	9,9	10,8	9,4	8,8	6,7	7,9	8,4	8,5	9,3	8,3	12,0	11,2

строительства Волгоградской ВЭС мощностью до 1 ГВт приведен в табл. 8.

Метод «очистки» данных на основе классификации Милевского обеспечивает определение характерных для района средних сезонных скоростей невозмущенного препятствиями ветра с точностью до 8 – 13% для равнинных и до 15 – 20% для территорий с горным рельефом.

Тем же методом определяются скорости ветра с учетом экранирующих его препятствий, описанных классами Милевского, при этом решается обратная «очистке» задача с использованием соответствующих региональных и сезонных уравнений регрессии типа (10).

Существенным для повышения достоверности определения энергетических показателей ВЭС на территории России является использование в качестве функции распределения ветра по скоростям $f(V)$ табулированных функций Гринцевича $G(V)$ (рис. 4 и 5).

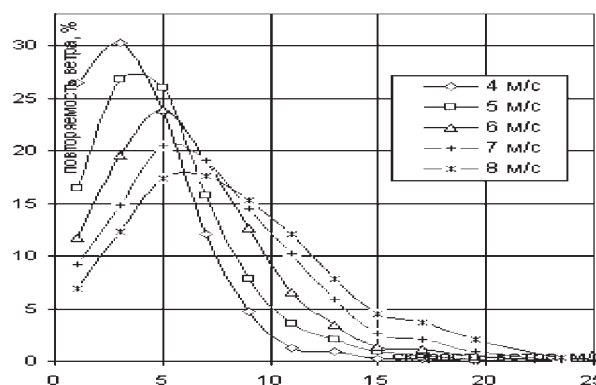


Рис. 4. Среднегодовые функции Гринцевича для разных значений средней скорости ветра в районе Архангельска [1]

Методика их построения описана в работе [1] и основана на компьютерной выборке из баз данных метеорологического и аэрологического зондирования пограничного слоя атмосферы всех имеющихся эмпирических повторяемостей $\omega(V_i)$, соответствующих средней скорости ветра в исследуемом районе или

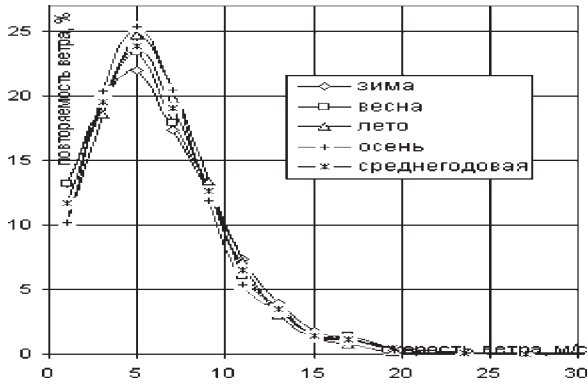


Рис. 5. Средние сезонные и годовая функции Гринцевича для средней скорости ветра $V = 6,0$ м/с в районе Архангельска [1]

месте на высоте оси ВК ВЭУ, и статистическом моделировании на их основе методом максимального правдоподобия наиболее достоверных из известных региональных средних сезонных функций распределения $G(V)$.

Построенные для заданного района табулированные среднесезонные функции Гринцевича используются для численного вычисления интеграла (1) методом прямоугольника с точностью $\approx 2 - 4\%$, ограниченной статистической обеспеченностью метеоданных в градациях скорости.

Наиболее точные отечественные методики определения мощности ВЭУ на основе (1) основаны на установленной в [1] статистически достоверной близкой к линейной связи рассчитанных с использованием функций Гринцевича средних сезонных мощностей ВЭУ и средних сезонных скоростей ветра в данном районе и сезоне, иллюстрируемой на рис. 6 – 7.

Типичные значения среднеквадратических отклонений (СКвО) средних мощностей ВЭУ разного типа и класса мощности, определенных по экспериментальным гистограммам повторяемости всех соответствующих метеостанций региона, приведены в табл. 9.

Таблица 9

СКвО (в %) средних мощностей ВЭУ ($\sigma_{P_{вэу}}$) в районе Архангельска [1]

Скорость, м/с	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
VESTAS V44	17,3	16,6	14,5	9,1	4,2	2,3	2,5	3,1
ENERCON 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
ENERCON E70	16,3	17,2	15,3	10,1	4,8	2,4	2,4	3,2

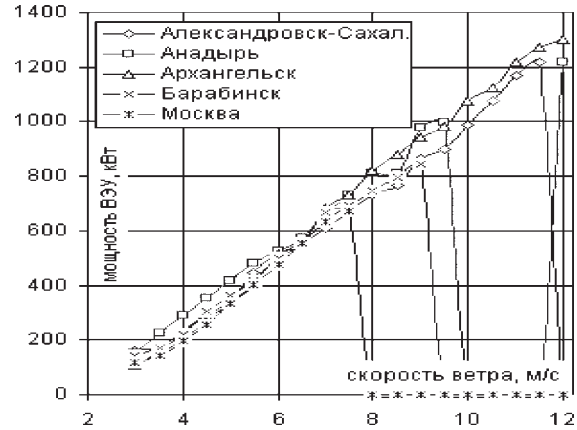


Рис. 6. Зависимость средней зимней мощности ВЭУ V80 (2,0 МВт) от средней скорости ветра в разных регионах России

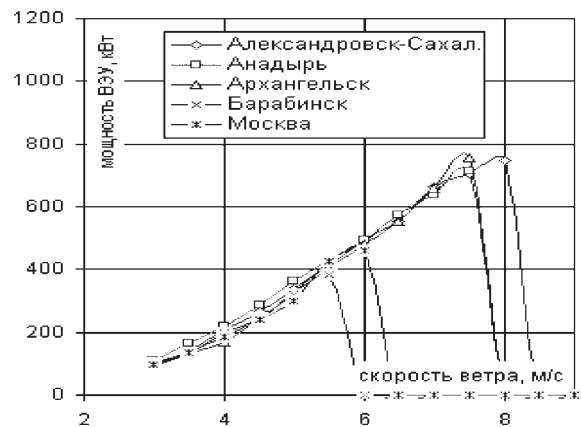


Рис. 7. Зависимость средней летней мощности ВЭУ V80 (2,0 МВт) от средней скорости ветра в разных регионах России

К особенностям приведенных в табл. 9 расчетных данных, подтверждаемым и для остальных рассмотренных в [1] регионов, является уменьшение разброса значений мощности ВЭУ всех рассмотренных типов с увеличением средних скоростей ветра. При этом для средних скоростей ≥ 7 м/с (перспективных для ветроэнергетики) значения СКвО удельной мощности ВЭУ в большинстве регионов не превышают 4 – 5% от средних региональных. Разброс значений мощности ВЭУ, полученных для разных станций (с одинаковой средней скоростью) по данным о повторяемости ветра согласно статистическим критериям достаточно точно описывается нормальным законом, что дает основание провести достаточно достоверную оценку погрешности определения мощности любой ВЭУ в любом из рассмотренных регионов.

Региональные отличия функций распределения ветров по скоростям, обуславливающие разницу мощностей одной и той же ВЭУ в разных регионах при одинаковых средних скоростях ветра, как видно из рисунков, могут приводить к различиям в мощности ВЭУ до 20 – 25%.

При линейной либо квазилинейной связи определяемых ветроэнергетических параметров $P(V)$ и средней скорости ветра V (что имеет место, как показано выше, для средних сезонных значений), суммарная погрешность определяется в соответствии с [1] линейным соотношением:

$$X(V) = A \cdot V + B. \quad (10)$$

Если функция $X(V_o)$ для значения аргумента V_o определяется с известной точностью $\pm \varepsilon_x$: $X(V_o) \pm \varepsilon_x$, а сам аргумент V_o определяется с известной точностью $\pm \sigma_v$: $V_o \pm \sigma_v$, то суммарная погрешность Δ_x определения функции $X(V_o)$ при значении аргумента V_o описывается формулой:

$$\Delta_x = \pm \sqrt{\varepsilon^2 x + ((dX(V)/dV)|_{v=v_0})^2 \cdot \delta^2 v} = \pm \sqrt{\varepsilon^2 x + A^2 \cdot \delta^2 v}. \quad (11)$$

Для определения погрешностей на практике коэффициент A вычисляется для данной ВЭУ для каждого региона и каждого сезона с достаточно высокой точностью на основе статистически установленных зависимостей искомого параметра от скорости ветра.

Величина Δ_x существенно возрастает с ростом σ : так, при $\sigma \approx 20\%$ значения Δ_x для представленных на рис. 6 и 7 ВЭУ достигают $\approx 25\%$ и более.

Точность определения мощности ВЭУ растет с увеличением номинальной мощности ВЭУ и существенно возрастает в районах с большими скоростями ветра [1].

В табл. 10 приведены расчетные значения суммарной погрешности Δ_x мощности ВЭУ VESTAS V80 (2,0 МВт) в северных районах ЕТР при разных значениях аргументов ε и σ . Выделена область значений ε и σ , при которых погрешность определения мощности ВЭУ не превышает 20% при 90%-ном уровне достоверности. Из табл. 10 следует, что погрешность определения мощностей ВЭУ в большей степени определяется вторым слагаемым в формуле (11), то есть погрешностью определения средних региональных и сезон-

ных скоростей ветра. При использовании данной методики суммарные погрешности определения мощностей современных ВЭУ оказываются, как показывают расчеты, в 1,4 – 1,5 раза выше, чем погрешности определения скоростей ветра.

Таблица 10
Значения суммарной погрешности Δ_x (в %) определения мощности ВЭУ V80

$\sigma(\%) \rightarrow$ $\downarrow \varepsilon(\%)$	0	5	10	15	17	20	25
0	0	5,8	9,0	17,5	19,8	23,3	29,1
5	3,9	7,0	9,5	17,8	20,2	23,6	29,3
10	7,8	9,7	10,9	19,1	21,3	24,5	30,1
15	11,7	13,0	12,7	20,9	23,0	26,0	31,3
20	15,6	16,6	15,0	23,4	25,1	28,0	33,0
25	19,4	20,2	17,6	26,1	27,7	30,3	35,0
30	23,3	24,0	26,0	29,1	30,6	32,9	37,2

Потребность прогноза мощности ВЭУ с необходимой для практики хорошей ($\leq 10\%$) и удовлетворительной ($\leq 15\%$) точностью по международным критериям определяет требования к точности определения параметров ε и σ . Как видно из табл. 10, погрешности определения средних сезонных региональных скоростей ветра не должны превышать для хорошей и удовлетворительной точности соответственно 11 и 14% (или 9 и 11% в значениях СКВО скоростей ветра), а разброс мощности ВЭУ для заданной средней скорости ветра, обусловленный изменчивостью эмпирических повторяемостей ветра $\omega(V_i)$ по градациям в рассматриваемом районе, не должен превышать соответственно 13 и 19% (10 и 15% в СКВО).

Характерные значения погрешностей определения ветровых характеристик с использованием наиболее точных зарубежных и отечественных методик даны в табл. 11 и 12.

Как видно из таблиц 11 и 12, рассмотренные методики позволяют определять необходимые для прогноза энергетических показателей ВЭС ветровые характеристики с приемлемой для практики точностью 10 – 15%, но при этом значительно отличаются трудоемкостью, стоимостью и точностью.

Наиболее достоверными и наименее затратными представляются отечественные методики, основанные на статистическом моделировании характеристик ВЭП по данным многолетних измерений ветра и термо-

Таблица 11

Сводка погрешностей прогноза ветроэнергетических показателей ВЭС в % по методике WASP

Погрешности прогноза характеристик ветра по методике WASP	По данным МС		С измерениями	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Составляющие погрешностей				
Замена сезонных характеристик ветра на среднегодовые	5	18		
Определение $V(h)$ на высотах 60 – 100 м с использованием (5)	12	18		
Выбор опорных МС с учетом разброса $V_{МС}$ на МС района	5	27		
Моделирование $V(h)$ по данным ветровой разведки			4,0	9
Приведение данных разведки к средним климатическим			2,0	5
Аппроксимация повторяемостей $\omega(V_i)$ функциями Вейбулла	3	6	3	8
Моделирование $f(V)$ при $h > 80$ м по данным МС подъемом $\omega(V_i)$	12	24		
Определение $\omega(V_i)$ при короткопериодных измерений (около 1 года)			4,0	12
Суммарная погрешность прогноза мощности ВЭУ, %	18,6	44,6	6,7	17,7

Таблица 12

Сводка погрешностей прогноза ветроэнергетических показателей ВЭС в % по методике [1]

Погрешности прогноза характеристик ветра по методике [1]	По данным МС		С измерениями	
	MIN	MAX	MIN	MAX
Составляющие погрешностей				
Выбор опорных МС с учетом разброса $V_{МС}$ на МС района	6	14	0	0
Определения повторяемости $\omega(V_i)$ по данным МС и АС России	4	8	4	7
Аппроксимация повторяемостей $\omega(V_i)$ функциями Гриневича	3	5	2	4
Моделирование $V(h)$ на высотах 15–100 м моделью "Сэндвич"	4	12	3	7
Использование регрессионных связей $P_{ВЭУ}$ с сезонными V	4	12	4	10
Суммарная погрешность прогноза мощности ВЭУ по методике [1], %	9,6	23,9	6,7	14,6
Суммарная погрешность прогноза мощности ВЭУ по методике WASP	18,6	44,6	6,7	17,7

динамических характеристик пограничного слоя атмосферы на сети МС и АС России и бывшего СССР. Так, сравнивая с достигнутой в [1] точность авторитетнейшей зарубежной методики WASP, достигается только в результате дополнительных двух-трехуровневых измерений ветра в месте предполагаемой установки ВЭС на специальных метеомачтах длительностью не менее года и стоимостью в десятки тысяч EURO. В отличие от статистического подхода [1], дающего вполне достоверные результаты для всего района, WASP имеет точечный характер в связи с «привязкой» к месту проводимых измерений и для достоверного ветроклиматического описания района даже с несложным рельефом требует сеть метеомачт с шагом 2 – 3 км.

С учетом достижимой точности определения ветровых характеристик по методике [1] минимальные погрешности прогноза мощности ВЭУ, приведенные в табл. 12, составляют 9,6% по данным метеостанций и 6,7% вместе с использованием данных ветровой разведки. Соответствующие мини-

мальные погрешности прогноза мощности ВЭУ по методике WASP составляют 18,6% по данным МС и 6,7% с данными ветровой разведки.

К погрешности расчетов средних за какой-либо период T (месяц, сезон, год) мощностей ВЭУ по формуле (1) может приводить неверный учет простоев ВЭУ по техническим причинам (регламентные работы, ремонт) и их временной динамики на протяжении ресурсного или эксплуатационного периода ВЭУ (≈ 20 лет). Наличие технических простоев при определении мощности ВЭУ зачастую не учитывают вообще, либо используют постоянное за весь период эксплуатации значение коэффициента технической готовности на уровне 0,97, что приводит к завышению суммарной выработки ВЭУ за срок ее эксплуатации на 5 – 7%.

При использовании (1) необходимый учет обеспечивается заданием многолетней модели коэффициента технической готовности $K_{ТГ}$ (availability), определяемого вероятностью ее работоспособности, исчисленной за данный сезон или год в целом. Как правило, производители ВЭУ заявляют среднее значе-

ние параметра Av_6 после 5 лет их эксплуатации, и для современных ВЭУ мегаваттной мощности он составляет по данным производителей 0,96 – 0,98 [8]. Для ВЭУ предыдущих поколений средней мощности (до 800 кВт) Av_6 составлял 0,93 – 0,95.

Значения параметра Av с развитием технологий и совершенствованием ВЭУ

Техническая готовность ВЭУ, начиная со 2-го года их эксплуатации до капитального ремонта наиболее достоверно описывается экспоненциальной моделью $K_{ТГ}$ [8]:

$$K_{ТГ}^n = 1 - \lambda \cdot EXP[\omega \cdot n], \quad (12)$$

а после капремонта, рекомендуемого производителями на 12 – 13-году:

$$K_{ТГ}^n = 1 - \lambda \cdot EXP[\omega \cdot (n - k)] \quad (13)$$

с параметрами λ , ω и k и характерными значениями $K_{ТГ}$ в разные годы работы ВЭУ, приведенными в табл. 13, определяемыми на основе данных об эксплуатационных показателях ВЭУ. В первый год работы ВЭУ $K_{ТГ1} = m \cdot Av_6$.

На рис. 8 приведены зависимости коэффициентов технической готовности ВЭУ мегаваттной мощности за 20-летний период работы, рассчитанные по развитой в [8] модели. Существенный рост отказов ВЭУ и, согласно модели, их простоев по ремонту, а также затрат на ремонт ВЭУ начинается с 10 – 12 года их эксплуатации. К этому времени среднегодовая вероятность технических простоев P_n вырастает по данным разных авторов до 6 – 10% и более.

Как видно из рис. 8 и приведенных в табл. 13 данных, значения коэффициентов технической готовности в соответствии с моделью [8] изменяются в широких пределах на протяжении ресурсного периода: с 0,98 – 0,99 на 3 – 4-м году эксплуатации, до 0,83 – 0,91 на 12-м и 0,79 – 0,88 на 20-м году эксплуатации. Экспоненциальный рост $K_{ТГ}$ может со временем приводить к недопустимым снижениям выработки ВЭУ, а также к финан-

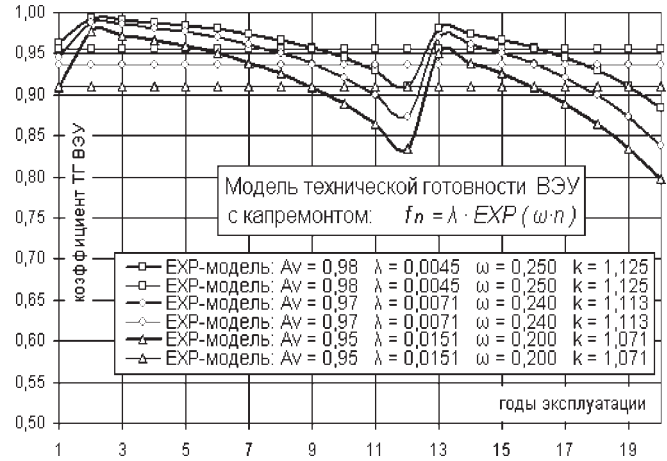


Рис. 8. Наиболее вероятные значения коэффициентов технической готовности ВЭУ при $Av_6 = 0,95; 0,97$ и $0,98$

совым затратам на ремонт, непокрываемых выручкой от продажи вырабатываемой электроэнергии.

Осредненные за 20-летний ресурс значения $K_{ТГСР 1-20}$ при изменении параметра Av_6 в диапазоне 0,94 – 0,98 изменяются с 0,90 до 0,96. Однако использование средних за ресурс значений $K_{ТГ}$ на заключительных этапах эксплуатации ВЭУ приводит к завышению их мощности и выработки на 10% и более по сравнению с реальными.

Максимальные погрешности определения $K_{ТГ}$ ВЭУ по модели [8], приходящиеся на 13 – 14-ый год их эксплуатации, составляют не более 8 – 9% для ВЭУ с $Av_6 = 0,95 – 0,94$ и 5 – 6% для ВЭУ с $Av_6 = 0,98 – 0,97$.

Таким образом, с учетом возможных погрешностей моделирования многолетнего хода $K_{ТГСР 1-20}$ по методике [8] минимальные суммарные погрешности прогноза мощности ВЭУ по методике [1], приведенные в табл. 12, могут возрастать к концу эксплуатации ВЭУ до 11,3% по данным метеостанций и до 9% с использованием данных ветровой разведки. Соответствующие минимальные погрешности прогноза мощности ВЭУ по методике

Таблица 13

Параметры моделей технической готовности ВЭУ с капремонтом [8]

	ω	λ	k	M	$K_{ТГ1}$	$K_{ТГ10}$	$K_{ТГ12}$	$K_{ТГ20}$	$K_{ТГ СР 1-20}$
$Av_6 = 0,94$	0,177	0,02087	1,052	1,827	0,890	0,933	0,830	0,312	0,900
$Av_6 = 0,96$	0,221	0,01063	1,092	1,832	0,927	0,955	0,849	0,115	0,922
$Av_6 = 0,98$	0,253	0,00441	1,129	1,840	0,963	0,976	0,912	0,358	0,956

WASP превышают 19,5% по данным МС и 9% с привлечением данных ветровой разведки.

Однако помимо определения энергетической эффективности ВЭС необходимой составляющей и конечной целью предпроектных исследований является обоснование инвестиций на основе прогноза экономических показателей будущей ВЭС (себестоимости энергии, срока окупаемости, рентабельности) с учетом капитальных и эксплуатационных затрат, предполагаемых сценариев многолетней динамики инфляции и цен на энергию ВЭС с приемлемой для инвестора точностью ($\leq 20 - 25\%$ согласно [1]).

Составляющими капитальных затрат являются заводская стоимость ВЭУ и дополнительного оборудования, затраты на транспортировку, строительные работы, присоединение к сети, которые подробно описаны в [7], [1] и определяются достаточно точно.

Дискуссионным остается вопрос о принадлежности к капитальным вложениям затраты на демонтаж ВЭУ по завершению их жизненного цикла, составляющие до 5–6% от капитальных затрат на ВЭУ, учет которых существенно уточняет экономические показатели ВЭС.

С меньшей определенностью в экономических условиях России определяются затраты на обслуживание и эксплуатацию, включающие отчисления на амортизацию, плату за кредит (при наличии займа) и аренду земли, заработную плату технического и управленческого персонала ВЭС, обслуживания, запчастей и ремонтов. За рубежом эксплуатационные затраты исчисляются либо в % от капитальных затрат, либо в центах (USD или EURO за 1 кВт·ч).

В странах, находящихся на начальном этапе развития ветроэнергетики, эксплуатационные затраты достигают 2 EURO-цента/кВт·ч и более. Диапазон эксплуатационных затрат в странах с развитой инфраструктурой ВЭС, согласно сложившейся договорной практике по их обслуживанию, составляет в настоящее время 1,2–1,5 EURO-цента/кВт·ч [7], но при этом имеются указания зарубежных специалистов о существенно меньших реальных затратах ($< 1,0 - 0,8$ EURO-цента/кВт·ч). При средних для Европы значениях $K_{\text{ИУМ}}$ ВЭУ $\approx 25\%$ и их удельной выработке за 20 лет около 45 тыс. кВт·ч/кВт эксплуатационные затраты

ты за 20 лет составляют 550–700 тыс. EURO/кВт, или 45–60% от средних капвложений в ВЭС, составлявших в 2006–2008 годах 1200–1300 EURO/кВт. Для начинающих стран эта величина достигает 90% от капзатрат и более.

Существенным, но менее изученным, является многолетний ход затрат на эксплуатацию ВЭУ, особенно самых ходовых в настоящее время в мире и представляющих большой интерес для России ВЭУ единичной мощности 2–3 МВт, пришедших на рынок на рубеже 2000 г.

На рис. 9 приведены статистические данные об эксплуатационных затратах на зарубежных ВЭС и результаты их моделирования для российских ВЭС.

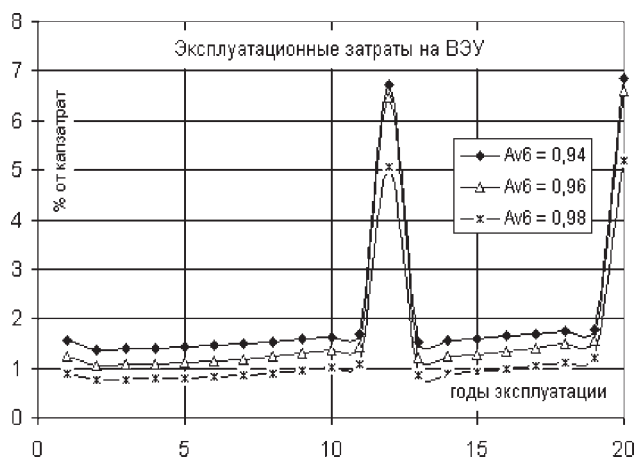


Рис. 9. Динамика эксплуатационных затрат на ВЭС за 20-летний период их работы

Эксплуатационные расходы для российских условий моделировались по методике, основанной на установленных в [1] линейных моделях связи эксплуатационных затрат на ВЭС с коэффициентами их технической готовности (13)–(14), при этом коэффициенты A и B в уравнении (15) вычислялись по доступным зарубежным эксплуатационным данным.

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = A \cdot K_{\text{ТГ}}^n + B \quad (14)$$

Погрешность определения расходов на эксплуатацию ВЭС по модели (14) определяется погрешностью моделирования коэффициентов технической готовности и не превышает, как было показано выше, на 11–12-м и на 19–20-м году эксплуатации современных ВЭУ с $Av_6 = 0,98 - 0,97$ величины 5–6%.

По оценкам автора, эксплуатационные затраты на российских ВЭС могут превышать европейские на 30 – 40% из-за неразвитой ремонтной инфраструктуры, более высоких транспортных тарифов и высокого уровня инфляции, в соответствии с которой должна индексироваться зарплатная составляющая, достигающая величины $\gamma = 40 - 50\%$ от \mathcal{E}_{3n} .

При многолетнем прогнозе эксплуатационных затрат \mathcal{E}_{3n} их связь с годовыми индексами инфляции ($I_n = I_1 \cdot I_2 \dots \cdot I_n$) в первом приближении можно считать линейной, а саму инфляцию полагать постоянной по годам $I_n = (1+i)^n$:

$$\mathcal{E}_{3n}^i = \mathcal{E}_{3n} \cdot I_n = \mathcal{E}_{3n} \cdot (1 + \gamma \cdot i)^n. \quad (15)$$

Уточнение эксплуатационных затрат \mathcal{E}_{3n} требует учета переменной по годам инфляции I_n , эффективной моделью которой является предложенная в [1] экспоненциальная модель (16):

$$I_n = (I_0 - I_\infty) \cdot \text{EXP}(-k_1 \cdot n) + I_\infty, \quad (16)$$

где I_0 , I_n и I_∞ — официальные среднегодовые

индексы инфляции соответственно в год ввода ЭС в эксплуатацию, в n -ый год эксплуатации и в год исчерпания ресурса ЭС; k_1 — показатель экспоненциального спадания годового индекса инфляции за период работы ЭС ≈ 20 лет (при $k_1 = 0$ модель описывает постоянную по годам инфляцию). В случае переменной инфляции (16) расчет значений \mathcal{E}_{3n} с учетом (13) и (14), а также приведение затрат к ценам года строительства ВЭС выполняется численно.

Для анализа чувствительности предложенных автором экспоненциальных моделей к возможному изменению их параметров использована аппроксимирующая (16) упрощенная кусочно-линейная модель, параметры которой задаются ломаной линией на двух отрезках с переменными задаваемыми в качестве входных параметров длинами. На первом из них задаваемая начальная инфляция (на 2010 г.) линейно падает до уровня задаваемой, неизменной по годам европейской и на втором отрезке соответствует ей. Некоторые результаты численного исследования сведены в табл. 14.

Таблица 14

Зависимости от инфляции средних за 20 лет эксплуатационных затрат \mathcal{E}_{3n} на ВЭС в ЕС и РФ

Начальная инфляция в РФ в 2010 г.	Инфляция в ЕС = const = 1,5%					Инфляция в ЕС = const = 3%				
	Эз в ЕС EURO-цент/кВт·ч	Время падения инфляции РФ до уровня ЕС в годах				Эз в ЕС EURO-цент/кВт·ч				
		4	7	10	13		4	7	10	13
10	2,22	2,60	2,76	2,92	3,08	2,91	3,06	3,20	3,35	2,27
8	2,22	2,57	2,69	2,81	2,92	2,87	2,97	3,07	3,17	2,27
6	2,22	2,53	2,61	2,69	2,77	2,83	2,89	2,95	3,00	2,27

Из анализа следует, что возможные варианты многолетнего хода инфляции в России обуславливают неопределенность прогноза суммарных за 20 лет эксплуатационных затрат на ВЭС с разбросом до 14% от средних $\approx 2,94$ EURO-центов/кВт·ч. Постоянная и небольшая в сравнении с российской инфляция в ЕС позволяет определять эксплуатационные затраты на ВЭС гораздо точнее (по модели в пределах 2,22 – 2,27 EURO-центов/кВт·ч, то есть с разбросом $<1\%$). При этом, средние эксплуатационные затраты на ВЭС за 10 лет на ВЭС России при вполне допустимом изменении параметров модели могут изменяться в пределах 1,47 – 1,78 EURO-центов/кВт·ч (с разбросом 16 – 20%) против 1,32 – 1,38 EURO-центов/кВт·ч для ВЭС Европы при постоян-

ной по годам и относительно малой инфляции.

С учетом погрешности моделирования коэффициентов технической готовности и возможных сценариев развития инфляции в России и в мире неопределенность прогноза эксплуатационных затрат на ВЭС составляет, по оценкам автора, от 9,4 до 11,7% от их средних значений.

Обобщающим экономическим показателем экономичности ВЭС является себестоимость $\$$ вырабатываемой ею энергии, определяемая за весь период эксплуатации формулой:

$$\$ = (P_{\text{НОМ}} \cdot K_{3\text{УД}} + \sum_{n=1}^N \mathcal{E}_{3n}) / (\sum_{n=1}^N E_n), \quad (17)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность ВЭС, N —

ее ресурс (20 лет), $Kz_{уд}$ — удельные капиталы, E_n — выработка электроэнергии ВЭС в n -ном году, $\mathcal{E}z_n$ — эксплуатационные затраты в n -ном году.

Для оценок обобщенной за ресурс себестоимости часто используется упрощенная формула [7]:

$$\mathcal{S} = (P_{ном} \cdot Kz_{уд} + N \cdot \mathcal{E}z) / (N \cdot E_n), \quad (18)$$

вытекающая из (18) в предположении постоянства и равенства неким средним значениям параметров $\mathcal{E}z_n$, E_n и $K_{тг}^n$ в (1) на протяжении всего срока службы ВЭС. Оценка (18) вполне достоверна при использовании значений $K_{тг}^n$, приведенных в табл. 13, и постоянной по годам инфляции. Однако неучет многолетнего хода $K_{тг}^n$ приводит к занижению значений \mathcal{S} для разных ВЭУ на 4 – 6%, а неопределенность связи $\mathcal{E}z_n$ с инфляцией при возможных ее сценариях в России приводит, как показывают методические расчеты [1], к погрешности ее определения — до 10 – 13% по сравнению с реальной себестоимостью энергии ВЭС.

С учетом установленных выше возможных погрешностей определения себестоимости электроэнергии ВЭУ по данным метеостанций и с дополнительным использованием данных ветровой разведки по методике [1], точность определения средней за период эксплуатации себестоимости вырабатываемой ВЭС электроэнергии не превышает 17,3% и 15,8%, соответственно. При этом соответствующая точность прогноза мощности ВЭУ по методике WASP не превышает 22,6% и 15,8%.

Срок окупаемости капитальных вложений (СОК) $T_{ок}$ — один из главных критериев эффективности и инвестиционной привлекательности ВЭС, достоверное определение которого является весьма трудоемким и требующим учета и предсказания многих факторов. Наиболее доступным является оценка простого срока окупаемости [7]:

$$T_{ок} = P_{ном} \cdot Kz_{уд} / (E_{ток} \cdot C_{эл} - \mathcal{E}z_{ток}), \quad (19)$$

где эксплуатационные затраты оцениваются на основе зарубежной статистики исходя из их годовой доли от капиталов, либо из средней стоимости $\mathcal{E}z_n$ на 1 кВт·ч произведенной энергии, а доход от продажи электроэнергии $E_{ток} \cdot C_{эл}$ оценивают исходя из прогнозируемых средних тарифов на электроэнергию,

либо по стоимости замещаемого топлива на тепловых ЭС исходя из среднего на них удельного расхода топлива.

При упрощенном подходе погрешности определения $T_{ок}$ связаны помимо с уже описанными факторами (влиянием на величину $\mathcal{E}z_{ток}$ возможных сценариев многолетнего роста инфляции и неучетом значительных (до 5% и более) затрат на капремонт), с большой неопределенностью долгосрочного прогноза внутренних и экспортных цен на электроэнергию и топливо и отсутствием в России в настоящее время ценовой политики в отношении энергии, вырабатываемой ВИЭ в целом, и ВЭС в частности.

Ценовая непредсказуемость является основным препятствием для достоверного прогноза экономических показателей ВЭС и может свести на нет любой, даже абсолютно точный прогноз ветропотенциала и мощности ВЭУ. Так, из (19) следует, что при покупке электроэнергии ВЭС по 30 EURO/МВт·ч (цены на электроэнергию на оптовом рынке России в 2010 г.) при типичных средних удельных капитальных и эксплуатационных затратах на ВЭС 1500 EURO/кВт и 15 EURO/МВт·ч, период их окупаемости составит около 50 лет – в 2,5 раза больше ресурса ВЭУ. При удвоении закупочной цены на энергию ВЭС (один из вариантов экономического стимулирования ВЭС, рассматриваемых в Минэнерго РФ) период их окупаемости составил бы уже около 16 лет. Такая (трехкратная) неопределенность представляется недопустимой не только с количественной, но и с концептуальной точки зрения, приводя к качественно противоположным выводам о целесообразности развития отечественной ветроэнергетики в целом, и ее привлекательности для инвестиций в частности. Поэтому для развития отечественной возобновляемой энергетики, как никакой другой энергетической отрасли России, актуальнейшей задачей является максимально точное долгосрочное прогнозирование цен на энергоносители и электроэнергию.

Автором предлагается решать эту задачу с помощью экспоненциальных моделей, аналогичных модели инфляции (16) с известными начальными индексами в году строительства ВЭС и возможными их асимптотиками в будущем [5].

$$\varepsilon_N = (\varepsilon_0 - \varepsilon_\infty) \cdot \exp(-K_\varepsilon \cdot n) + \varepsilon_\infty, \quad (20)$$

$$f_N = (f_0 - f_\infty) \cdot \exp(-K_f \cdot n) + f_\infty \quad (21)$$

где ε_N , ε_0 и ε_∞ — индексы роста тарифов, а f_N , f_0 и f_∞ — индексы цен на базовые для энергетики виды топлива соответственно в году ввода ВЭС в эксплуатацию, в n -ном году эксплуатации и в году исчерпания их ресурса; k_e и k_f — показатели экспоненциального замедления ежегодного роста цен за период работы ЭС ≈ 20 лет. При $k_e = 0$ и $k_f = 0$ модели (20, 21) и (3) описывают постоянный по годам рост цен на энергию и топливо по годам ε_0 и f_0 .

Использованные в расчетах прогнозные модели иллюстрируются на рис. 10 и 11.



Рис. 10. Расчетные прогностические модели роста цен на электроэнергию [1]

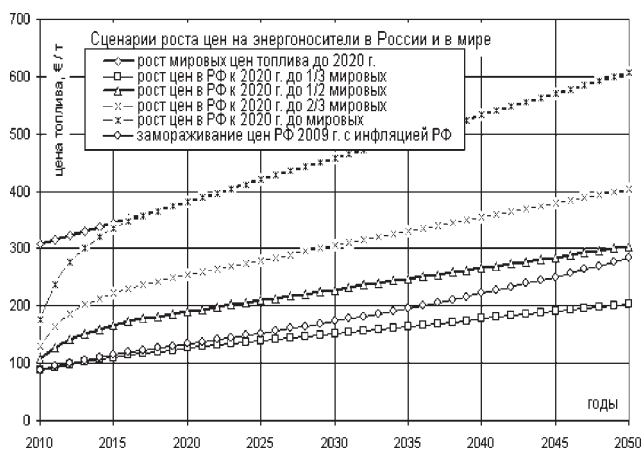


Рис. 11. Расчетные модели роста цен в России на природный газ

Область возможных многолетних ценовых изменений, описываемых моделями (20) и (21), может быть ограничена исходя из следующих соображений.

По мнению автора, цены на энергию и газ в России должны быть ниже, чем в странах ЕС и составлять некоторую долю от средних европейских, определяемую политикой Государства, исходя из экономических, политических, социальных и прочих интересов.

Средние европейские цены на электроэнергию и природный газ можно считать растущими пропорционально средней инфляции в ЕС (1,5 – 2,5% в год). Европейские цены 2009 г. на газ приняты равными средним экспортным ценам Газпрома для стран ЕС в 2008 – 2009 гг. (≈ 300 EURO/т), а цены 2009 г. на электроэнергию в Европейском Союзе соответствуют средним закупочным ценам на оптовых рынках электроэнергии ТЭЦ в ЕС (6 – 8 EURO/МВт·ч).

Цены оптового рынка России на электроэнергию, не менее половины которой в настоящее время и в перспективе вырабатывается на газовых ТЭЦ, существенным образом зависят от внутренних цен на газ. В 2010 году цены на газ, поставляемый на электростанции страны, составляют 110 – 125 EURO/т. При удельном расходе газа на ТЭЦ 200 г/кВт·ч (реально расход газа на ТЭЦ России значительно выше) и эксплуатационных затратах порядка 15 EURO/МВт·ч себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии даже без учета амортизации капзатрат составляет не менее 4 EURO-центов/кВт·ч при топливной составляющей около 2,5 EURO-цента/кВт·ч. При реализации лоббируемого Газпромом в Правительстве РФ сценария вывода внутренних цен газа на уровень «равнодоходных» (65 – 70% от с экспортных, составляющих около 300 EURO/т) цена газа (соответственно и топливная составляющая на ТЭЦ) может удвоится уже в ближайшие годы, что, по оценкам автора, обусловит рост цен на электроэнергию на оптовом рынке на 40 – 50% (до 75% от европейских).

С точки зрения автора, изложенной в [9], оптимальным для России в экономическом и социальном плане является сценарий роста внутренних цен на газ и электроэнергию не выше соответственно 50% и 66% от европей-

ских. При этом, возможность удержать цены на газ не выше уровня такого весьма умеренного по совокупности причин, в первую очередь, в силу интересов и административных ресурсов Газпрома, представляется автору несколько сомнительной.

С учетом этих соображений коридоры допустимых цен на газ и соответственно на электричество, ограничены равнодоходным и оптимальным сценариями с учетом изменчивости среднего уровня инфляции в ЕС.

В этом случае оценка минимальной погрешности прогноза сроков окупаемости ВЭУ по данным метеостанций и с дополнительным использованием данных ветровой разведки по методике [1] вытекает из возможного разброса значения знаменателя в выражении (20), обусловленного погрешностями определения его составляющих, и составляет соответственно 25,3% и 23,1% от средних по двум сценариям периодов окупаемости 13,5 и 13,4 лет. Соответствующая точность прогноза мощности ВЭУ по методике WASP не превышает 32,0% и 23,1% от средних периодов окупаемости 14,0 и 13,4 лет.

Отметим, что в рамках принятых ценовых сценариев, согласно (20), наличие фиксированной ценовой надбавки за электроэнергию, вырабатываемую ВЭС, приводит к изменению средних значений периодов окупаемости, но не изменяет погрешностей их определения.

Сводные данные полученных в работе результатов сведены в табл. 15.

Наиболее достоверными и наименее затратными (примерно втрое по цене и по времени) при решении большинства актуальных задач, стоящих перед отечественной

ветроэнергетикой (установление ценовой политики Государства в отношении ВЭС, определение возможных масштабов и оценка экономического эффекта от использования ВЭС, оценка их инвестиционной привлекательности) представляются отечественные методики, основанные на статистическом моделировании характеристик ВЭП по данным многолетних измерений ветра и термодинамических характеристик пограничного слоя атмосферы на сети МС и АС России и бывшего СССР.

При принципиально меньшей предельно возможной точности прогнозируемой мощности ВЭС (9,6% против 6,7%) отличием развитых в России методик от ведущих зарубежных является как минимум уменьшение, а во многих регионах и отсутствие потребности организации крупномасштабной сети измерений на метеомачтах из расчета минимум 1 мачта на ВЭС установленной мощности 20 – 25 МВт с последующими измерениями и обработкой данных длительностью от 1,5 до 2,5 лет.

Данное отличие представляется принципиальным в связи с Распоряжение Правительства РФ р-1 от 08.01.2009 о доведении к 2020 г. выработки электроэнергии ВИЭ до 4,5% от потребляемой в России (без больших ГЭС), подразумевающим установленную мощность ВЭС около 7 ГВт и требующим согласно зарубежных методик измерений ветра как минимум на 400 – 450 мачтах стоимостью не менее 25 – 30 млн. EURO (при стоимости измерений и обработки данных на одной мачте не менее 60 – 70 тыс. EURO). При этом, согласно мировому опыту, до 25 – 30% измерений могут приводить

Таблица 15

Минимальные погрешности (%) определения ветроэнергетических и экономических показателей ВЭС с использованием отечественных и зарубежных методик

Показатель	Методика Кадастра [1]		Методика WASP	
	по данным МС	с ветроразведкой	по данным МС	с ветроразведкой
Скорость ветра на оси ВК ВЭУ	4,7	3,6	11,7	4,0
Функция распределения ветра $f(V)$ на высоте оси ВК ВЭУ	5,2	4,5	12,1	4,5
Мощность и $K_{ИВМ}$ ВЭУ	9,6	6,7	18,6	6,7
Мощность ВЭУ с учетом $K_{ТТ}$	11,3	9,0	19,5	9,0
Эксплуатационные затраты	9,4 – 11,7		9,4 – 11,7	
Себестоимость электроэнергии	17,3	15,8	22,6	15,8
Период окупаемости	25,3	23,1	32,0	23,1

к выводам об отсутствии достаточного для промышленной утилизации ветрового потенциала, то есть к потере вложенных в измерения средств. С учетом последнего замечания, возможности изыскания требуемых для столь масштабной ветровой разведки средств представляются автору весьма ограниченными. Но даже в гипотетическом случае начала реализации такого ветроизмерительного проекта с 2011 года выводы о целесообразной генеральной схеме размещения в России будущих ВЭС и возможном суммарном экономическом их эффекте последуют не ранее 2013 года, а соответствующие правовые и экономические меры государственной поддержки ВЭС – не ранее 2014 года. С учетом этих оценок и требуемого времени на производство оборудования (в основном импортируемого) начало массового строительства ВЭС в России следует ожидать в лучшем случае в 2015 – 2016 гг., что противоречит упомянутому Распоряжению Председателя Правительства РФ 08.01.2009

№ 1-р, подразумевавшему суммарную установленную мощность ВЭС в 2015 г. около 1500 МВт.

В качестве альтернативы у автора имеются все основания (информационная база, методики, многолетний опыт) утверждать, что достаточно обоснованные стратегические Государственные решения о целесообразных масштабах развития и использования, а также соответствующие правовые и экономические меры поддержки отечественной ветроэнергетики должны и могут быть подготовлены и приняты уже в 2010 году с использованием развитых отечественных методик.

Имеющийся опыт использования данных методик ([1], [6], [9]) свидетельствует также об их эффективности при составлении и реализации региональных программ развития ветроэнергетики в России, странах СНГ и Балтии, а также для подготовки бизнес-планов и технико-экономических обоснований конкретных ветроэнергетических проектов.

Ключевые слова: ветроэнергетика, ветроэлектрические станции (ВЭС), энергетическая и экономическая эффективность ВЭС, ветроэнергетический потенциал, коэффициент использования номинальной мощности ВЭС, высотный профиль скорости и направления ветра,

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М.: Атмограф, 2008.
2. Старков А.Н., Лансберг Л., Безруких П.П., Борисенко М.М. Атлас ветров России. – М.: «Можайск-Тerra», 2000.
3. 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. – М.: Минтопэнерго, 1994.
4. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. ГГО - НПО «Ветроэн». – Л.: Гидрометеиздат, 1989.
5. Справочно-методическое пособие по определению ветроэнергетического потенциала и эффективности ветроэлектрических станций на территории России, стран СНГ и Балтии. – М.: Атмограф, 2010.
6. Николаев В.Г., НИЦ «АТМОГРАФ». Научно-технические и информационные возможности повышения эффективности и минимизации затрат при проектных ветроэнергетических изысканиях // Малая энергетика. – М.: ОАО «НИИЭС», № 1 – 2 (10), 2009.
7. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. – М.: Колос, 2008.
8. Николаев В. Г. Модели многолетнего хода технической готовности ветроэлектрических станций. // Малая энергетика, – М.: ОАО «НИИЭС» № 1– 2, 2010
9. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Вальтер Р., Виллемс П., Санковский А. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России. Результаты Проекта TACIS. – М.: АТМОГРАФ, 2009.
10. Elliot D.L., Holladay C.G., Barchet W.R. Wind Energy Resource Atlas of the United States. U. S. Department of Energy. Golden. Colorado, 1987.

МОДЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Николаев В.Г., к. ф.-м. н. НИЦ «АТМОГРАФ»

Энергетическая эффективность ветро-энергетической установки (ВЭУ) или станции (ВЭС) определяется удельной мощностью ветровых потоков и техническим совершенством ВЭУ. Последнее в свою очередь определяется проектными техническими показателями ВЭУ и их эксплуатационными характеристиками – технической готовностью (ТГ), вероятностью технических простоев (ТП) из-за регламентного обслуживания и ремонта и пр.

Расчет мощности ВЭУ $P_{ВЭУ}$ в современных методиках определяется по формуле [1], [3]:

$$P_{ВЭУ} = K_{\text{нид}} \cdot K_{\text{ТГ}}^n \cdot (\rho / \rho_0) \cdot \int_{V_0}^{V_{\text{бур}}} P(V) \cdot f(V) dV, \quad (1)$$

где $K_{\text{нид}}$ — коэффициент неидеальности ВЭУ, определяемый инерционностью систем управления, неоднородностью обдувки ВК, ветровым экранированием ВЭУ друг другом и окружающими их препятствиями, потерями в сетях ВЭС и пр., $V_{\text{бур}}$ — буревая скорость, при которой ВЭУ останавливается во избежание поломок (буревой простоя), V_0 — стартовая скорость ветра, ниже которой ВЭУ не работает (ветроэнергетический штиль), $P(V)$ — мощностная характеристика ВЭУ; $f(V)$ — функция плотности распределения ветра по скоростям на высоте оси ВК, ρ_0 и ρ — соответственно стандартная (при нормальных атмосферных условиях) и фактическая плотность воздуха. $K_{\text{ТГ}}^n$ — коэффициент ТГ ВЭУ, как следует из практики, существенно меняется на протяжении эксплуатационного периода и является, таким образом, важной эксплуатационной характеристикой ВЭУ.

Актуальность прогноза вероятности ТП и ТГ ВЭУ и ВЭС на протяжении их ресурсного периода обусловлена необходимостью прогноза энергетических и экономических показателей ВЭС на этапах обоснования инвестиций и разработок ТЭО.

Максимально достоверный прогноз ТП и ТГ ВЭУ на вторую половину и особенно на заключительном этапе их эксплуатации принципиально важен для:

определения мощности и энерговыработки ВЭУ по годам, важного в рыночных условиях как в краткосрочном, так и в среднем многолетнем плане. Расчет мощностей ВЭУ $P_{ВЭУ}$ в современных методиках определяется по формуле:

определения экономического ресурса ВЭС, падающего, во-первых, из-за снижения выработки энергии и, во-вторых, из-за ограниченного срока льготного ценообразования на энергию ВЭС, составляющую в большинстве стран не более 10 лет, по окончании которого дальнейшая эксплуатация ВЭС может оказаться малорентабельной;

обоснования оптимальных величин и сроков действия закупочных цен или надбавок за энергию ВЭС;

определения с учетом предыдущего экономического ресурса ВЭС, или сроков, после которых затраты на ремонт перестают окупаться выручкой с продаж вырабатываемой ими энергии.

Осуществление такого прогноза затруднено в настоящее время рядом причин. Наиболее востребованными и распространенными в мире в настоящее время являются ВЭУ единичной мощности от 1,5 МВт и более, крупное серийное производство и использование которых начато на рубеже 2000-х годов — около 10 лет, или не более половины заявляемого для них 20-летнего ресурсного периода. В связи с этим прогноз ТГ ВЭУ мегаваттного класса на вторую половину их работы не обеспечен эксплуатационными данными и обычно проводится приближенно, исходя либо из неких средних показателей ВЭУ за первые 5 – 10 лет их работы, либо из статистически обобщенных эксплуатационных характеристик ВЭУ предыдущих поколений мощностью 500 – 800 кВт, составлявших основу мировой ветроэнергетики в 1990-е годы [4].

Подходы к моделированию многолетней (на протяжении ресурса ВЭУ) динамики частоты и продолжительности ТП ВЭУ, связанных с незапланированными техническими отказами или поломками, требующими ремонта, на основе экспоненциальной модели

были ранее изложены автором в [1]. В данной статье изложены результаты дальнейшего развития указанных моделей.

В настоящее время возможности прогноза ТГ ВЭС весьма ограничены в связи с недостатком и ненадежностью информации об их эксплуатационных данных. Наиболее известной и доступной информацией и данными об эксплуатационных характеристиках ВЭУ являются следующие:

1. Наиболее достоверным параметром, характеризующим функцию надежности ВЭУ является параметр A_v (availability) – аналог российского коэффициента технической готовности, определяемый как отношение времени технической исправности ВЭУ к сумме времени ее технической исправности и суммарного времени ТП. Как правило, производители ВЭУ определяют или прогнозируют среднее значение параметра A_{v_6} после 5 лет их эксплуатации, и для современных ВЭУ номинальной мощности от 1,5 – 2 МВт и выше он составляет по данным производителей 0,97 – 0,98 [3, 4, 6]. Для ВЭУ предыдущих поколений средней мощности (до 800 – 1000 кВт) A_{v_6} составлял 0,93 – 0,95 [2], [3], [6]. Значения параметра A_v возрастает с развитием технологий и техническим совершенствованием ВЭУ [6].

2. Экспертные оценки ведущих мировых производителей среднего за 10 лет значения $A_{v_{10}}$, используемого при составлении долгосрочных (до 10 лет) договоров на техническую поддержку ВЭС. Исходя из сложившейся практики эксплуатации ВЭУ, значения параметра $A_{v_{10}}$ для ВЭУ мощностью от 2 МВт и выше заявляются зарубежными производителями в пределах 0,95 – 0,96 [2].

3. Факт признания большинством производителей необходимости капитального ремонта ВЭУ после 11 – 13 лет их эксплуатации [4]. К этому времени вероятность ТП вырастает по данным разных авторов до 6 – 9% и более в среднегодовом выражении. Дальнейший ускоряющийся рост вероятности технических простоев может со временем приводить к недопустимым по длительности простоям и соответствующим уменьшениям выработки ВЭУ, а также к финансовым затратам на ремонт, не покрываемых далее выручкой от продажи вырабатываемой электроэнергии. Эффективным сред-

ством, препятствующим этому и увеличивающим сроки службы ВЭУ, является капитальный ремонт, возвращающий кривую вероятности отказов, или технических простоев на достаточно низкий уровень ($\approx 3 - 5\%$) с последующим после ремонта ее экспоненциальным ростом примерно с первоначальными параметрами.

Сроки капитального ремонта ВЭУ выбираются в соответствии с теорией надежности технических устройств исходя из некоего “предельно допустимого” уровня вероятности ТП, после которого эксплуатация становится чрезмерно рискованной в плане надежности либо стоимости. «Омолождение» ВЭУ в ходе капремонта должно обеспечивать выход на предельный уровень риска к концу ресурсного периода (20 лет).

4. Факт весьма существенной длительности ТП в первые 1 – 2 года работы ВЭС, известный в теории надежности как период приработки технического изделия. По данным технических специалистов в первый год количество отказов ВЭС может достигать нескольких сотен, а вероятность ТП – 10% и более [2]. Однако профилактические и ремонтные мероприятия в этот период приводят к быстрому падению вероятности отказов и простоев ВЭУ до уровня порядка 1 – 2% на 2-ой – 3-й год их эксплуатации. Практическим следствием этого является наличие установившегося в мировой практике двухлетнего гарантийного срока производителя на поставляемые ВЭУ.

5. Данные ветроэнергетических компаний о весьма малых, но конечных ТП (около 40 часов в год) по регламентному обслуживанию ВЭУ на начальном периоде их эксплуатации [4].

Как показывает проведенный автором анализ соотношений известных количественных эксплуатационных показателей ВЭУ A_{v_6} и $A_{v_{10}}$, а также рекомендуемых сроков капитального ремонта, ВЭУ относятся к «стареющим» техническим объектам, у которых вероятность ТП возрастает с течением времени.

Многолетний ход повторяемости и длительности ТП ВЭУ определяется плановыми регламентными работами и внеплановыми и плановыми (в том числе капитальным) ремонтами при эксплуатации ВЭУ. Регламен-

тные работы требуют периодических (несколько раз в месяц или квартал) остановок ВЭУ общей продолжительностью $\approx 0,5 - 1,5\%$ от времени эксплуатации современных ВЭУ, причем частота и время их простоев, а также финансовые затраты при регламентных работах, как следует из данных производителей, примерно постоянны за весь период эксплуатации [4].

Соответствующие модели роста вероятности ТП ВЭУ $f(n)$ в n -ном году, отвечающих свойству «старения» за период их ресурса, равный N лет, необходимо строить на базе нарастающих по времени с ускорением функций, к которым относятся:

степенные функции вида:

$$f(n) = a \cdot n^b, \quad (2)$$

экспоненциальные функции вида:

$$f(n) = \lambda \cdot EXP(\omega \cdot n), \quad (3)$$

либо их комбинации.

Дополнительными ограничениями на базовые для моделирования ТП функции (1) и (2) вытекают из очевидного условия, в соответствии с которым вероятности ТП на протяжении ресурсного периода ВЭУ не должны превышать 1:

$$f(n) < f(20) \leq 1, \quad (4)$$

а также из соображения, изложенного выше в п. 5:

$$f(n) \geq 0,005. \quad (5)$$

Для удобства проведенного анализа в работе принято допущение о линейной зависимости значений $f(1)$ (вероятности ТП на первом году эксплуатации) и f_{10} (средней вероятности ТП за первые 10 лет эксплуатации) со значением $f(6)$ (вероятности ТП на шестом году эксплуатации):

$$f(1) = m \cdot f(6) = m \cdot (1 - Av_6), \quad (6)$$

$$f_{10} = k \cdot f(6) = m \cdot (1 - Av_6) = 0,1 \cdot \int_{n=1}^{10} f(n) dn. \quad (7)$$

Условия (6) и (7) для функций классов (2) и (1) приводят к трансцендентным характеристическим уравнениям относительно неизвестных b, k, m и ω, k, m соответственно:

$$10^{b+1} - 2^{b+1} + 6^b \cdot (b+1) \cdot (m - 10 \cdot k) = 0, \quad (8)$$

$$e^{10\omega} - e^{2\omega} + \omega \cdot e^{6\omega} \cdot (m - 10 \cdot k) = 0. \quad (9)$$

Поиск решений уравнений (8) и (9) в данной работе проведен численно по разработанной автором программе. Алгоритм решения построен с использованием методов вариационного анализа многопараметрических математических объектов. Анализ результатов решения уравнений (8) и (9) приводит к следующим выводам.

Моделирование вероятности ТП ВЭУ, отвечающее известным эксплуатационным данным и принятым допущениям, возможно лишь на базе функций, имеющих согласно условию (5) конечные значения, и медленно растущих при малых значениях аргумента (времени) и быстро растущих при больших его значениях. Таким свойством обладают лишь экспоненциальные функции. Использование иных с более слабым нарастанием функций, как показывают методические расчеты, не приводит к успеху моделирования.

Решений уравнения (8) при ограничениях (4) и (5) ни при каких значениях параметров k и m не существует. Как показывают методические расчеты, это обусловлено недостаточно быстрым ростом степенных функций при больших значениях аргумента n .

Удовлетворить имеющимся эксплуатационным и указанным выше экспертным прогностическим данным при условиях (4) и (5) в соответствии с уравнением (9) оказывается возможным в классе экспоненциальных функций (3) и лишь в весьма узких диапазонах параметров, приведенных в табл. 1.

Таблица 1

Параметры модели вероятности технических простоев ВЭУ.

	ω		λ		k		m		Av_{10}	
	ω_{\min}	ω_{\max}	λ_{\min}	λ_{\max}	k_{\min}	k_{\max}	m_{\min}	m_{\max}	$Av_{10 \min}$	$Av_{10 \max}$
$Av_6 = 0,94$	0,159	0,195	0,01862	0,02311	1,038	1,066	1,826	1,827	0,930	0,936
$Av_6 = 0,95$	0,184	0,212	0,01401	0,01658	1,057	1,082	1,827	1,828	0,941	0,947
$Av_6 = 0,96$	0,213	0,229	0,01012	0,01114	1,084	1,100	1,831	1,832	0,953	0,956
$Av_6 = 0,97$	0,228	0,244	0,00694	0,00764	1,100	1,117	1,838	1,839	0,963	0,966
$Av_6 = 0,98$	0,233	0,273	0,00389	0,00494	1,105	1,152	1,839	1,840	0,974	0,977

Установленный в работе диапазон параметров модели допускает значительный разброс значений вероятности ТП при разных значениях параметра Δv_6 , иллюстрируемый на рис. 1 и 2.

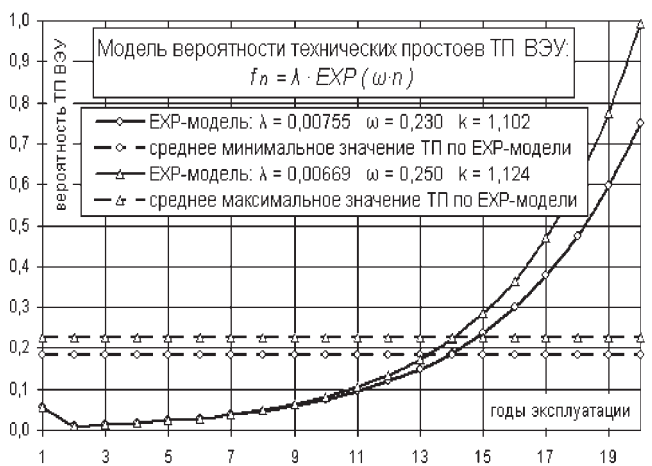


Рис. 1. Диапазон возможных значений вероятности ТП современных ВЭУ ($\Delta v_6 = 0,97$)



Рис. 2. Диапазон возможных значений вероятности ТП ВЭУ при $\Delta v_6 = 0,95$ и $\Delta v_6 = 0,98$

Как видно из рис. 1, значение вероятности ТП согласно построенной модели может нарастать на протяжении ресурсного периода примерно с 1% на 3 – 4-м году эксплуатации до 75 – 95% на 20-м году. Рассчитанный по модели коридор максимально и минимально возможных значений вероятности ТП ВЭУ достаточно узок на большей части периода эксплуатации, что дает основание использовать при моделировании вероятности ТП средних «коридорных» ее значений. Основной разброс возможных значений вероятности ТП выпадает на последние 2 – 3 года эксп-

луатации ВЭУ. Осредненные за 20 лет возможные значения вероятности ТП ограничены весьма узким диапазоном (18,3 – 22,5%). При этом расчетные вероятности ТП в последние годы эксплуатации ВЭУ оказываются в соответствии с моделью в 4 – 5 раз выше средней и в десятки раз выше вероятности на 6-м году эксплуатации.

Как видно из рис. 2, с увеличением параметра Δv_6 рассчитанный коридор значений вероятности ТП ВЭУ сдвигается в область меньших ее значений, при этом ширина коридора заметно уменьшается.

Таким образом, построенная модель весьма правдоподобно описывает резкое нарастание вероятности ТП на заключительном этапе эксплуатации, характеризующимся на техническом жаргоне как период, когда машина «рассыпается». Как было замечено выше, катастрофическому ухудшению эксплуатационных параметров препятствует капитальный ремонт.

Вероятность ТП на этапе приработки ВЭУ согласно модели варьируется от 11% до 4% при изменении параметра Δv_6 соответственно от 0,98 до 0,94, что также удовлетворительно согласуется с известными эксплуатационными данными.

Влияние капитальных ремонтов на результаты моделирования иллюстрируется на рис. 3.



Рис. 3. Диапазон возможных значений вероятности ТП современных ВЭУ ($\Delta v_6 = 0,97$)

Численно реализованная модель позволяет варьировать параметры капремонта (год проведения и период «омоложения» ВЭУ) в

любых разумных пределах. Однако с учетом указанных выше в п. 3 соображений и полученных результатов наиболее реальным автору представляется проведение капитального ремонта ВЭУ на 12 или 13 году эксплуатации со сроком «омоложения» 8 или 7 лет, соответственно.

Согласно модели на 12 – 13-м году эксплуатации вероятность ТП современных ВЭУ номинальной мощности от 2 МВт и выше (с параметром $Av_6 \approx 0,97$) вырастает до 12 – 14%, но капитальный ремонт на 13-м году возвращает указанный параметр к уровню Av_6 . В оставшийся 7-летний период эксплуатации ВЭУ вероятность их ТП вырастает с 3% до 15 – 16% (на 20-й год).

Влияние параметра Av_6 на вероятность ТП ВЭУ с капитальным ремонтом иллюстрируется на рис. 4. При качественной схожести графиков вероятностей ТП существенным является их количественные различия. Согласно модели для ВЭУ последних поколений (с $Av_6 \approx 0,98$) предельно установленный уровень ТП снижен до 10% и менее. Для ВЭУ 90-х годов с $Av_6 \approx 0,95$ уровень рискованной вероятности составлял, как видно из рис. 4, около 17%. При этом осредненные за ресурсный период значения вероятности ТП снижены с 9 – 10% для ВЭУ с $Av_6 \approx 0,95$, до 4,5 – 6,5% для ВЭУ с $Av_6 \approx 0,97 – 0,98$.

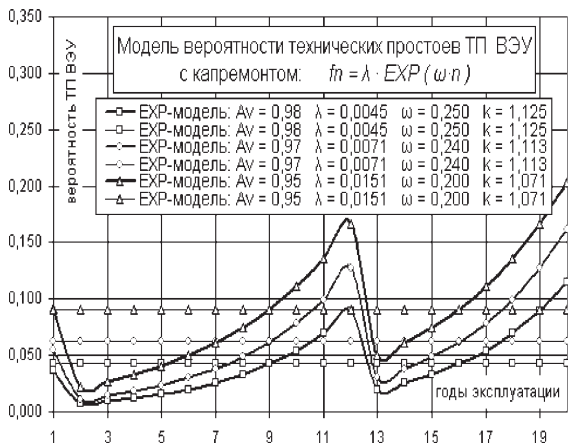


Рис. 4. Диапазон возможных значений вероятности ТП ВЭУ при $Av_6 = 0,95$ и $Av_6 = 0,98$

Влияние сроков проведения капитальных ремонтов на результаты моделирования технической готовности ВЭУ иллюстрируется на рис. 5.

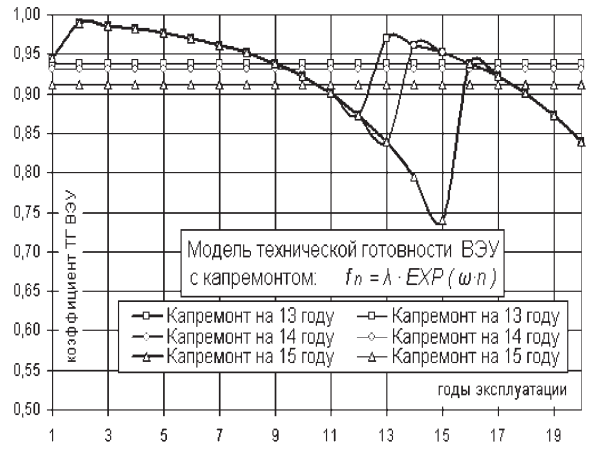


Рис. 5. Диапазон возможных значений вероятности ТП современных ВЭУ ($Av_6 = 0,97$)

Как следует из модели, затягивание сроков капремонтов ВЭУ чревато весьма значительным превышением уровня рискованной вероятности ТП, в результате чего своевременно «не омоложенная» ВЭУ может исчерпать свой ресурс уже на 15 – 16 году эксплуатации.

Следует также отметить, что поспешное (на 10 – 11-м году) проведение капремонта ВЭУ представляется нецелесообразным по экономическим соображениям.

На основании результатов моделирования вероятности ТП построены модели технической готовности ВЭУ разных поколений, отличающихся значениями параметра Av_6 . Их примеры даны на рис. 6. Параметры моделей ТГ ВЭУ с капремонтом на 13-м году эксплуатации и их 7-летним «омоложением» приведены в табл. 2.

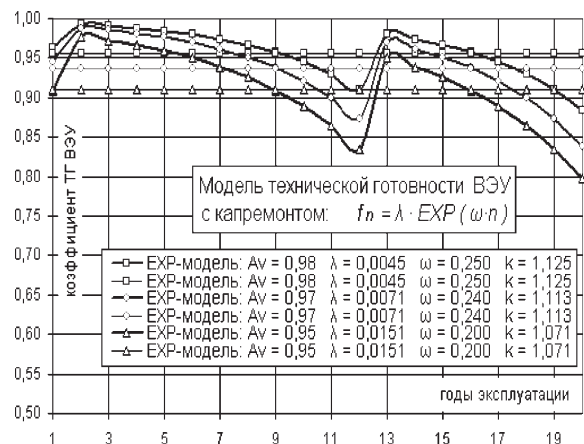


Рис. 6. Диапазон наиболее вероятных коэффициентов технической готовности ВЭУ при значениях параметра $Av_6 = 0,95; 0,97$ и $0,98$

Таблица 2

Параметры моделей технической готовности ВЭУ с капремонтом

	ω_{CP}	λ_{CP}	k_{CP}	m_{CP}	Av_{CP1}	Av_{CP10}	Av_{CP12}	Av_{CP20}	Av_{CP1-20}
$Av_6 = 0,94$	0,177	0,02087	1,052	1,827	0,890	0,933	0,830	0,312	0,900
$Av_6 = 0,95$	0,198	0,01530	1,070	1,828	0,909	0,944	0,836	0,195	0,911
$Av_6 = 0,96$	0,221	0,01063	1,092	1,832	0,927	0,955	0,849	0,115	0,922
$Av_6 = 0,97$	0,236	0,00729	1,108	1,839	0,945	0,965	0,878	0,208	0,938
$Av_6 = 0,98$	0,253	0,00441	1,129	1,840	0,963	0,976	0,912	0,358	0,956

Как видно из рис. 6 и приведенных в табл. 2 данных, значения коэффициентов технической готовности в соответствии с построенной моделью могут изменяться в широких пределах на протяжении ресурсного периода: с 0,98 – 0,99 на 3 – 4-м году эксплуатации до 0,83 – 0,91 на 12-м и 0,2 – 0,3 на 20-м году эксплуатации.

Значения коэффициентов ТГ на 20-м году эксплуатации могут вызвать сомнение своей малостью, противоречащей практическим соображениям. Но их малость обусловлена условием (4), которое может быть принято более строгим, ограничивающим вероятность ТП на 20-м году эксплуатации ВЭУ не единицей, а меньшим значением, например 0,5. Изменение условия (4) на более строгое, как следует из проведенных в работе методических расчетов, не меняет как методическую суть и численную реализацию развитой модели, так и количественные соотношения получаемых с ее помощью результатов на большей части ресурсного периода ВЭУ. При этом коридоры моделируемых значений вероятности ТП и технической готовности на заключительном этапе эксплуатации ВЭУ существенно сужаются.

Рассчитанные по модели коридоры максимально и минимально возможных значений коэффициентов ТГ ВЭУ достаточно узки на большей части периода эксплуатации, что позволяет при моделировании ТГ использовать средние «коридорные» их значения.

Погрешности разработанной модели ТГ ВЭУ, исчисленные по ширине коридоров из-

менения параметров и приходящиеся на 13 – 14-ый год эксплуатации ВЭУ, уменьшаются с ростом параметра Av_6 и составляют, как следует из методических расчетов, не более 2,5 – 3% для ВЭУ с $Av_6 = 0,95 – 0,94$ и 1,5 – 2% для ВЭУ с $Av_6 = 0,98 – 0,97$.

Осредненные за 20 лет возможные значения коэффициентов ТГ Av_{CP1-20} при изменении параметра Av_6 в диапазоне 0,94 – 0,98 изменяются согласно разработанной модели в весьма узком диапазоне: от 0,900 до 0,956.

Как показывает анализ, основным источником неопределенности при определении коэффициента технической готовности ВЭУ является неточность установления параметра Av_6 , оценочные значения которого для современных ВЭУ единичной мощности ≥ 2 МВт даже по данным технических специалистов одной компании-производителя могут отличаться в весьма существенных пределах. По оценкам автора, точность определения параметра Av_6 для ВЭУ данного класса лежит в диапазоне: $0,96 \leq Av_6 \leq 0,975$. При таком разбросе параметра Av_6 точность определения среднего «коридорного» значения коэффициента технической готовности ВЭУ ограничивается данными, приведенными в табл. 3.

Заметим, что значение параметра Av_{10} согласно модели оказывается несколько выше, чем заявляемый в долгосрочных договорах на обслуживание ВЭУ. Последнее не противоречит коммерческим соображениям, требующим определенного «запаса надежности» для компаний, обеспечивающих техническую поддержку ВЭС.

Таблица 3

Погрешность определения коэффициента технической готовности

Год работы, n :	1	2	3	4	5	6	8	10	12	13	14	16	18	20	$\Sigma/20$
$Av_{MIN} = 0,960$	0,927	0,984	0,980	0,975	0,968	0,960	0,937	0,900	0,842	0,801	0,950	0,921	0,874	0,801	0,912
$Av_{CP} = 0,9675$	0,940	0,987	0,984	0,979	0,974	0,968	0,949	0,919	0,871	0,838	0,959	0,935	0,898	0,838	0,928
$Av_{MAX} = 0,975$	0,954	0,990	0,987	0,984	0,980	0,975	0,960	0,937	0,901	0,875	0,969	0,950	0,921	0,875	0,945
Погрешность, %	1,45	0,31	0,39	0,49	0,61	0,77	1,24	2,02	3,36	4,39	0,98	1,58	2,60	4,39	1,76

Развитая модель наиболее чувствительна к изменению параметра Av_6 , в связи с чем для повышения удобства ее использования в работе были построены аппроксимационные зависимости коэффициентов модели от параметра Av_6 , описываемые формулами (10) – (13).

$$\omega_{CP} = -11,43 \cdot Av_6^2 + 23,84 \cdot Av_6 - 12,14 \quad (10)$$

$$\lambda_{CP} = 4,794 \cdot Av_6^2 - 9,613 \cdot Av_6 + 4,822 \quad (11)$$

$$k_{CP} = 0,0974 \cdot Av_6^2 + 1,734 \cdot Av_6 - 0,664 \quad (12)$$

$$m_{CP} = 2,143 \cdot Av_6^2 - 3,744 \cdot Av_6 + 3,452. \quad (13)$$

Расчет коэффициентов по формулам (10) – (13) обеспечивает точность их аппроксимации не ниже 0,99.

Прямым подтверждением достоверности развитой модели могли бы служить эксплуатационные данные о технических простоях отдельных ВЭУ или ВЭС. Однако, как показывает информационный поиск, такие данные в известных источниках весьма разрознены, ограничены по объему и представлены, как правило, в обобщенном виде (чаще всего в параметрах среднегодовой мощности или коэффициента использования номинальной мощности ВЭУ), не позволяющих выделить техническую составляющую простоев ВЭУ.

Большинство известных зарубежных статистических данных об эксплуатационных характеристиках ВЭС публикуются не в технических, а в стоимостных показателях: чаще — в себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии, и реже — в многолетних затратах на эксплуатацию и ремонт. Как показывает анализ, некоторые из таких данных при ряде разумных допущений могут быть использованы в качестве аргументов для подтверждения достоверности развитой в работе модели. Одна из таких возможностей основана на использовании приведенных в [6] статистических данных о динамике эксплуатационных затратах ВЭУ разных поколений, отличающихся номинальной мощностью (табл. 4).

Последние две строки в табл. 4 содержат помещенные в целях сравнения данные, рассчитанные по развитой автором модели.

Отметим, что данные за 1 – 2 года эксплуатации ВЭУ не являются показательными, поскольку в силу сложившейся практики на них распространяется гарантия производителя, и

Таблица 4

Многолетний ход среднегодовых затрат на эксплуатацию ВЭУ разных поколений (в % от капитальных затрат)

Тип ВЭУ	Годы эксплуатации				
	1 – 2	3 – 5	6 – 10	11 – 15	16 – 20
ВЭУ 150 кВт в ЕС	1,2	2,8	3,3	6,1	7,0
ВЭУ 300 кВт в ЕС	1,0	2,2	2,6	4,0	6,0
ВЭУ 600 кВт в ЕС	1,0	1,9	2,2	3,5	4,5
ВЭУ 600 кВт в ЕС		1,88 – 1,92	2,11 – 2,26	4,21 – 4,73	4,42 – 5,09
		1,87 – 1,94	2,20 – 2,33	4,04 – 4,47	4,44 – 4,96

соответствующие ремонтно-регламентные работы производятся за его счет и не учитываются.

Эксплуатационные расходы на ВЭУ с третьего по двадцатый год работы несут и фиксируют их пользователи, что является гарантией достоверности приведенных данных.

Анализ приведенных в табл. 4 данных интересен в двух отношениях. Во-первых, эксплуатационные затраты растут с годами по мере выработки их 20-летнего ресурса: осредненные их значения за последнюю пятилетку работы ВЭУ рассмотренных типов в 2 – 2,7 раз превышают аналогичные за 3 – 5 год работы. Во-вторых, со сменой поколений ВЭУ (с ростом их номинальной мощности) отношение затрат на их эксплуатацию к капитальным затратам заметно убывает даже с учетом известного и весьма существенного снижения удельных капитальных затрат на ВЭУ. Так, ВЭУ мощностью 600 кВт в силу увеличения их надежности почти в полтора раза экономичнее в эксплуатации, чем ВЭУ первых поколений (мощностью 100 – 150 кВт).

Использование приведенных данных для проверки адекватности разработанной модели технической готовности ВЭУ требует знания структуры эксплуатационных затрат. Для ВЭУ номинальной мощности 600 кВт с характерным значением параметра $Av_6 \approx 0,94$ автором использованы статистические данные работы [7], относящиеся к структуре эксплуатационных затрат на 4-м году работы ВЭУ 600 кВт, установленных в ЕС (рис. 7, табл. 5).

Согласно данным [7], доля стоимости ремонтов и замены выбывающих из строя эле-

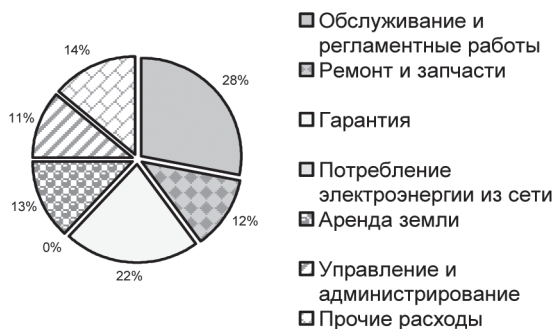


Рис. 7. Структура эксплуатационных затрат ВЭУ 600 кВт на 4-м году работы в ЕС

Таблица 5

Динамика эксплуатационных затрат на ВЭУ мощности 150 и 300 кВт

Статья затрат	ВЭУ 150 кВт		ВЭУ 600 кВт	
	EURO-цент/кВт·ч			
	4-й год	10-й год	4-й год	10-й год
Регламентное обслуживание	0,35	0,36	0,27	0,28
Ремонт и запчасти	0,29	0,49	0,13	0,26
Гарантия	0,38	0,39	0,27	0,29
Администрация	0,19	0,18	0,08	0,09
Прочие затраты	0,14	0,16	0,07	0,09
Итого	1,35	1,58	0,82	1,02

ментов ВЭУ, отработавших 3 года, составляет $\approx 12\%$ от суммарных эксплуатационных затрат. Рассчитанные по данным работы [6] затраты на ремонт и запчасти ВЭУ номинальной мощности 750 кВт и 2 МВт на 4-м году их эксплуатации составляют соответственно 12,5% и 13,1%.

Однако, согласно данным [3], указанная доля затрат на ремонт ВЭУ быстро нарастает по мере выработки ресурса и на 10 – 11-м году эксплуатации составляет для ВЭУ 600 кВт уже около 25 – 30% от суммарных эксплуатационных затрат.

При этом суммарная доля остальных составляющих эксплуатационных затрат, как и каждой из них в отдельности, с годами изменяется незначительно (согласно [7] они растут примерно пропорционально инфляции).

Таким образом, ремонтная составляющая составляет относительно малую долю эксплуатационных затрат на начальном этапе работы ВЭУ, но в силу быстрого нарастания по го-

дам является основным фактором их роста в «зрелом» возрасте ВЭУ.

Установленные закономерности явились для автора основанием для построения функциональной связи стоимости эксплуатации ВЭУ с многолетним ходом вероятности (и продолжительности) технических простоев, определяемых построенной моделью (3).

Ввиду ограниченного числа обобщающих данных и их большого разброса у разных авторов (и для разных стран), с одной стороны, и наличия многих факторов, влияющих на эксплуатационные расходы, с другой стороны, попытки построения нелинейных регрессионных зависимостей представляются априори недостаточно достоверными. Поэтому надежды на построение и само существование правдоподобных моделей следует связывать, по нашему мнению, лишь с наличием достоверных линейных связей ремонтной составляющей эксплуатационных затрат $\mathcal{E}_{РЕМ}$ на ВЭУ с вероятностью (продолжительностью) ТП $P_{ТП}$ вида:

$$\mathcal{E}_{РЕМ} = C_{РЕМ} \cdot \lambda \cdot \text{EXP}(\omega \cdot n), \quad (14)$$

где $C_{РЕМ}$ — коэффициент, определяемый с разной погрешностью в зависимости от достоверности используемых в (13) данных. С учетом (13) суммарные погодичные эксплуатационные затраты на ВЭУ \mathcal{E}_{Σ} представимы в виде:

$$\mathcal{E}_{\Sigma} = C_{\mathcal{E}\mathcal{S}} + C_{РЕМ} \cdot \lambda \cdot \text{EXP}(\omega \cdot n), \quad (15)$$

где $C_{\mathcal{E}\mathcal{S}}$ — сумма составляющих эксплуатационных затрат, не связанных с ремонтом, рассчитываемая с учетом инфляционной индексации, типичной для стран ЕС.

В настоящей работе в качестве опорных для установления связей (14) – (15) и определения коэффициентов $C_{РЕМ}$ и $C_{\mathcal{E}\mathcal{S}}$ использованы описанные выше данные об эксплуатационных показателях ВЭУ мощностью 600 кВт.

Принципиальными моментами построения достоверных искомым связей (14) – (15) является учет затрат на капитальный ремонт, проводимый согласно построенной модели на 12 – 13 году эксплуатации ВЭУ, а также затраты на обязательный по зарубежным экологическим требованиям демонтаж ВЭУ по исчерпанию ее ресурса к концу 20-го года. Последние, согласно имеющимся данным [3, 6], составляют примерно 5 – 6% от капитальных затрат (в данной работе приняты равными 5% от K_3).

Оценка стоимости капитального ремонта проведена с учетом следующих соображений. Цель капремонта ВЭУ состоит в замене наиболее важных элементов, определяющих ее ресурс. Представление о стоимости основных компонент современных ВЭУ дают данные табл. 6 [7].

Таблица 6
Основные компоненты ВЭУ *Repower MM 925* МВт и их доля в ее стоимости *X-Work*

Компоненты	Доля, %
Лопастя	22,2
Ступица	1,37
Подшипники	1,22
Поворотный механизм лопастей	2,66
Тормозной механизм	1,32
Редуктор	12,9
Генератор	3,44
Инвертор	5,01
Башня	26,3
Станина	2,8
Поворотный механизм гондолы	1,25
Корпус гондолы	1,35
Главный вал	1,91
Кабель	0,95
Болты и крепеж	1,04
Прочие элементы	14,3
Итого :	100,0

В состав современной ВЭУ входит несколько тысяч элементов, имеющих разный ресурс эксплуатации. Компоненты, потенциально (но не обязательно) подлежащие замене при капремонте, выделены в табл. 6 курсивом. Согласно данным производителей ВЭУ [3], [6], наиболее вероятными кандидатами на замену при капремонте являются подшипники, редукторы, инверторы, тормозные устройства и реже — лопасти и генераторы. Необходимость замены элементов ВЭУ определяется с учетом тестовых испытаний и возникает, согласно мировому опыту, относительно редко. С учетом вероятности замены и стоимости наиболее часто заменяемых компонент и соответствующих работ, стоимость капремонта современных ВЭУ мегаваттной мощности оценивается в 4 – 7% от капитальных затрат [3, 6]. В развитой модели затраты на капремонт принимались равными 5%.

Результаты моделирования связей (14) – (15) по использованным данным, приведенные курсивом в табл. 4, приводят к выводу о качественной и количественной состоятельности

предположения о линейной зависимости эксплуатационных затрат на ВЭУ мощности 600 кВт от вероятности их технических простоев, рассчитанных с помощью развитой автором модели (3). Как видно из табл. 4, разброс смоделированных значений относительно средних, обусловленный разбросом использованных при расчетах данных, растет с возрастом ВЭУ 600 кВт от 1,3 – 3,5% на 4 – 10-м году их эксплуатации, но к 16 – 20-му году не превышает 7 – 7,5%.

С учетом неопределенности расчета вероятности ТП по модели (2) ($\leq 4 - 5\%$) максимальная неточность определения эксплуатационных затрат на ВЭУ 600 кВт на 19 – 20-м году эксплуатации не превышает 11 – 12%.

Полученное качественное и количественное правдоподобие результатов моделирования эксплуатационных затрат на ВЭУ мощностью 600 кВт свидетельствует в пользу достоверности развитой методики в части моделирования вероятности технических простоев ВЭУ, а также дает основание для ее применения к прогнозированию многолетнего роста эксплуатационных затрат на ВЭУ мегаваттной мощности. Пример результатов такого прогноза для ВЭУ номинальной мощности 2 МВт при значении ее параметра $Av_6 = 0,97$ приведен в табл. 4.

Разброс рассчитанных с помощью модели значений Эз относительно средних, обусловленный неопределенностью использованных при расчетах данных, растет от 1,5 до 3,3% в первые 10 лет эксплуатации ВЭУ, затем до 5% к 14 – 15-му году и остается на этом уровне до выработки ресурса ВЭУ.

С учетом возможного разброса расчетных значений вероятности ТП по модели (3) (не более 4 – 5% на протяжении ресурсного периода) максимальная неопределенность прогноза эксплуатационных затрат на ВЭУ 2 МВт на 19 – 20-м году эксплуатации не превышает 8 – 9% относительно среднего их значения.

Полученные с помощью модели значения удельных (ЕURO/кВт·ч) эксплуатационных расходов ВЭУ разных годов выпуска и их прогноз на период эксплуатации последних моделей ВЭУ мегаваттной мощности иллюстрируется на рис. 8. Согласно модели, суммарные эксплуатационные затраты, отнесенные к капитальным затратам, снижались с появлени-

ем машин новых поколений (с уменьшением параметра Av_6). Так, для ВЭУ 600 кВт, установленных в середине 1990-х годов, они составляли около 42% (при росте годовых затрат на эксплуатацию за 20-летний период с 1,37% до 1,80%), а для ВЭУ мощностью 2 МВт, установленных в 2004 г., – 35,9% ($Av_6 = 0,96$) – 29,9% ($Av_6 = 0,97$) (при росте годовых затрат на эксплуатацию за 20 лет с 0,85% до 1,30%). Смоделированное в работе повышение цен на ВЭУ 2005 – 2006 годов приводит к незначительному росту отношения эксплуатационных затрат к капитальным (до 31,2%). Полученные результаты хорошо согласуются качественно с известными из мирового опыта представлениями и эксплуатационными данными.

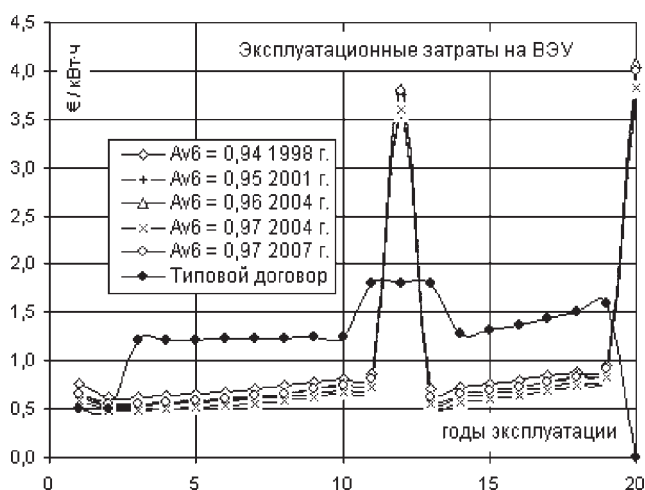


Рис. 8. Рассчитанные по модели удельные (в EURO/кВт·ч) эксплуатационные затраты на ВЭУ

Средние удельные эксплуатационные расходы (в EURO/кВт·ч) ВЭУ разных годов выпуска, как видно из рис. 8, с ростом параметра Av_6 с 0,94 до 0,97 уменьшаются, согласно модели, с 1,04 до 0,92 EURO/кВт·ч (до 1,0 EURO/кВт·ч с учетом повышения цен на ВЭУ). Рост удельных эксплуатационных затрат на протяжении 20 лет составляет, согласно модели, от 0,61 ($Av_6 = 0,94$) – 0,49 EURO/кВт·ч ($Av_6 = 0,97$) на третьем году работы ВЭУ до 3,77 – 3,82 EURO/кВт·ч со-

ответственно к концу их 20-летнего ресурсного периода.

Обращают на себя внимание заниженные примерно вдвое значения удельных Эз по сравнению с установившейся за рубежом практикой заключения договорных цен на долгосрочное (до 10 лет) обслуживание ВЭС. В качестве комментария к указанному расхождению отметим, что по ряду официальных [6, 10] и частных отзывов зарубежных специалистов, представляющих производство ВЭУ последних поколений, реальные затраты на их эксплуатацию не превышают 1,0 EURO/кВт·ч, по крайней мере первые 6 – 8 лет эксплуатации. Это дает основания полагать, что существование «невязки» результатов развитой модели со сложившейся практикой обусловлено законами рынка.

В заключение в качестве выводов работы по развитию моделей вероятности технических простоев и коэффициентов технической готовности ВЭУ хотелось бы отметить следующее:

математические модели ТП и ТГ современных ВЭУ, адекватные известным для них практическим и прогнозным эксплуатационным данным, удается построить лишь на базе экспоненциальных функций (2) в диапазоне параметров, приведенных в табл. 1;

развитые и представленные в данной работе модели весьма правдоподобно и с малым количественным разбросом увязывают известные эксплуатационные данные и обладают при этом достаточной математической гибкостью для дальнейшего уточнения по мере накопления дополнительных надежных данных;

с учетом математической и информационной непротиворечивости и отсутствия более правдоподобных, разработанные модели, по мнению автора, могут быть использованы как методическая и практическая основа для определения текущих и прогнозирования будущих параметров ВЭУ на весь их ресурсный период.

Ключевые слова: Эксплуатационные характеристики ВЭС, эксплуатационные затраты на ВЭС, технические простои ВЭС, коэффициент технической готовности ВЭС, модели технической готовности ВЭС,

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М.:Атмограф, 2008.

2. **Thomas Ackerman.** Wind Power in Power Systems. Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden, 2008.
3. **Wind Energy – The Facts.** A Guide to the Technology, Economics and Future of WIND POWER. EUROPEAN Wind Energy Fssotiation (EWEA). Earthscan. London, 2009
4. **Wind Power Technology.** EWEA, 2004.
5. **R. Gasch, J. Twele.** Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation. Solarpraxis, Berlin - James& James, London, 2002.
6. **J.F.Manwell, J.G.McGowan and A.L.Rogers.** Wind Energy Explained. Theory, Design and Application. University of Massachusetts, Amherst, USA. John Wiley & Sons. Ltd, 2005.
7. **Soren Krohn, Poul-Erik Morthorst, Shimon Averbuch.** The Economics of Wind Energy. A Report by the European Enrgy Association. EWEA, 2009.
8. **J. Lemming, P. E. Morthorst, L. H. Hansen, P. Andersen, P. H. Jensen.** O&M cost and Economical Lifetime of Wind Turbines. Proc. Europian Wind Energy Conference, 2006.
9. **Projected Costs of Generating Electricity.** IEA - International Energy Agency. Annual Report, 2007.
10. **R. Harrison, E. Hau, H. Snel.** Large Wind Turbines. Design and Economics. John Wiley & Sons Ltd. Chichester • New York, 2000.

ПОСТРОЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ СКОРОСТИ ВЕТРА ОТ ВРЕМЕНИ ПРИ ЧИСЛЕННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НА ЭВМ

Кирпичникова И.М., д. т. н., ЮУрГУ, Матвеевко О.В., ООО «ГРЦ-Вертикаль»

При численном моделировании ветрового воздействия на различные объекты часто приходится использовать зависимость скорости ветра от времени. Такая необходимость возникает, например, при исследовании работы ветроэнергетической установки в условиях воздействия переменного ветра. Характер зависимости скорости ветра от времени существенно влияет на выбор способа управления скоростью вращения ветроколеса и определяет требования к системе управления ветроэнергетической установки.

Характеристики моделируемого ветра должны удовлетворять требованиям нормативных документов, обобщающих многочисленные экспериментальные данные, накопленные наукой. В нормативных и рекомендательных документах принято представлять скорость ветра V в виде суммы двух составляющих $V = V_0(t) + dV(t)$, где $V_0(t)$ — систематическая (медленно меняющаяся) составляющая, $dV(t)$ — динамическая (быстро меняющаяся) составляющая. Нормативные документы содержат требования, как к систематической составляющей скорости ветра V_0 , так и к ее динамической составляющей $dV(t)$, которая является случайным процессом.

Рассмотрим более подробно динамическую составляющую. Статистические характеристики величины $dV(t)$ задаются с помощью функции спектральной плотности $S_v(\omega)$. Поэтому возникает вопрос, нельзя ли использовать для моделирования $dV(t)$ метод формирующего фильтра [1]. В соответствии с этим методом случайная величина $dV(t)$, имеющая заданную спектральную плотность $S(\omega)$, равна выходному сигналу некоторого звена с передаточной функцией $W(s)$, при воздействии на него белого шума $h(t)$ с единичной спектральной плотностью, если выполняется условие $S_v(\omega) = |W(i\omega)|^2$. Звено с передаточной функцией $W(s)$ является формирующим фильтром. Способ отыскания формирующего фильтра $W(s)$ описан в [1] для случая, когда $S_v(\omega)$ является дробно-рациональной функцией $S(\omega) = P(\omega)/Q(\omega)$, где многочлены $P(\omega)$ и $Q(\omega)$ содержат только четные степени ω и не имеют действительных корней.

Наиболее употребительные спектральные плотности для моделей турбулентности Давенпорта, Каймала, Фон-Кармана имеют вид [2]:
Модель Давенпорта:

$$S_{1v}(\omega) = \frac{2}{3} D_{v1} \left(\frac{L_1}{V_0} \right)^2 \frac{\omega}{2 \cdot \pi} \left(1 + \left(\frac{\omega L_1}{2\pi V_0} \right)^2 \right)^{-\frac{4}{3}}, \quad (1)$$

Модель Кармана:

$$S_{2V}(\omega) = \frac{4}{\sqrt{71}} D_{V2} \frac{L_2}{V_0} \left(1 + \left(\frac{\omega L_2}{2\pi V_0} \right)^2 \right)^{-5/6}, \quad (2)$$

Модель Каймала:

$$S_{3V}(\omega) = \frac{2}{3} D_{V3} \frac{L_3}{V_0} \left(1 + \frac{\omega L_3}{2\pi V_0} \right)^{-5/3}, \quad (3)$$

где ω — круговая частота, D_{Vj} — дисперсия скорости ветра, L_j — масштаб продольной компоненты атмосферной турбулентности, V_0 — средняя скорость ветра на высоте ступицы ветроколеса. Например, при скорости ветра $V_0 = 10$ м/с и высоте ступицы ветроколеса 10 м $L_1 = 1200$; $L_2 = 206$; $L_3 = 340$; $D_{V1} = 3$; $D_{V2} = 2.1$; $D_{V3} = 2.1$.

Как видно, функции (1), (2), (3) не являются дробно-рациональными, поэтому описанный в [1] метод не может быть использован.

В данной работе речь идет о получении приближенного решения, когда спектральная плотность аппроксимируется суммой дробно-рациональных функций

$$S_V(\omega) \approx \sum_1^N S_k(\omega). \text{ Практически это достигается}$$

подбором нескольких частотных характеристик $W_k(i\omega)$ ($k=1...N$), обеспечивающих выполнение приближенного равенства

$$S_V(\omega) \approx \sum_1^N |W_k(i\omega)|^2. \text{ Тогда для моделирования}$$

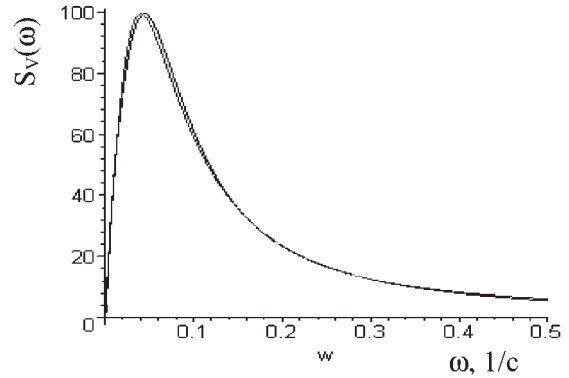
величины $dV(t)$ необходимо применять N статистически независимых источников белого шума h_k , действующих на N формирующих фильтров, выходные сигналы которых суммируются. Структурная схема моделирования имеет вид, представленный на рис. 1.



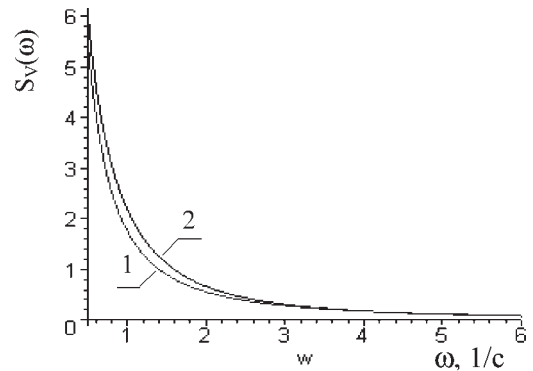
Рис. 1. Структурная схема моделирования динамической составляющей скорости ветра

В данной работе удовлетворительное приближение исходной спектральной плотности, в диапазоне $0 < \omega < 6$, было достигнуто для S_{1V} при $N = 3$, для S_{2V} при $N = 4$, для S_{3V} при $N = 5$.

Например, для спектральной плотности Давенпорта (1) на рис. 2 показаны графики исходной и аппроксимирующей спектральных плотностей при значениях $L = 1200$ м, $V_0 = 10$ м/с. $D_V = 3$ для различного диапазона частот.



а)



б)

Рис. 2. Графики рекомендуемой (1) и аппроксимирующей (2) спектральных плотностей: а) диапазон частот $0 < \omega < 0$; б) диапазон частот $0,5 < \omega < 6$

Из рис. 2 видно, что в диапазоне $0 < \omega < 6$ совпадение хорошее.

Передаточные функции $W_k(s)$ формирующих фильтров имеют вид:

Для модели Давенпорта ($K_1 = 0,4$, $K_2 = 0,06$)

$$W_1(s) = \frac{s \cdot \sqrt{\frac{K_1 \cdot D_{V1} L_1^3}{2\pi^2 V^3}}}{1 + s \frac{L_1}{\pi V} + s^2 \frac{L_1^2}{4\pi^2 V^2}},$$

$$W_2(s) = \frac{\sqrt{\frac{K_2 \cdot D_{V1} L_1^3}{2\pi^2 V^3}} \left(1.1 \cdot s + s^2 \frac{L_1}{2\pi V} \right)}{0.125 + s \cdot \frac{0.625 L_1}{\pi V} + s^2 \frac{0.53 L_1^2}{\pi^2 V^2} + s^3 \frac{1 L_1^3}{8\pi^3 V^3}},$$

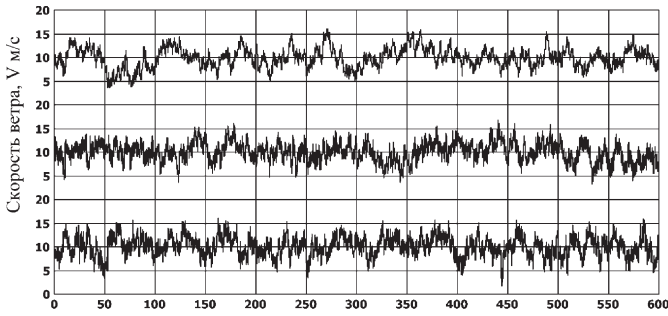


Рис. 5. Зависимости скорости ветра от времени для различных моделей турбулентности

Для проверки метода получения динамической составляющей скорости ветра в виде функции времени сравнивались результаты построения корреляционной функции двумя независимыми способами. В первом случае корреляционная функция определялась по записи модельной скорости ветра $V(t)$ (шаг записи $dt = 0,004с$) по формуле.

$$K_V(\tau) = \frac{1}{3600} \int_0^{3600} \Delta V(t) \cdot \Delta V(t + \tau) \cdot dt \quad (7)$$

Во втором случае корреляционная функция определялась по исходной спектральной плотности $S_V(\omega)$ как

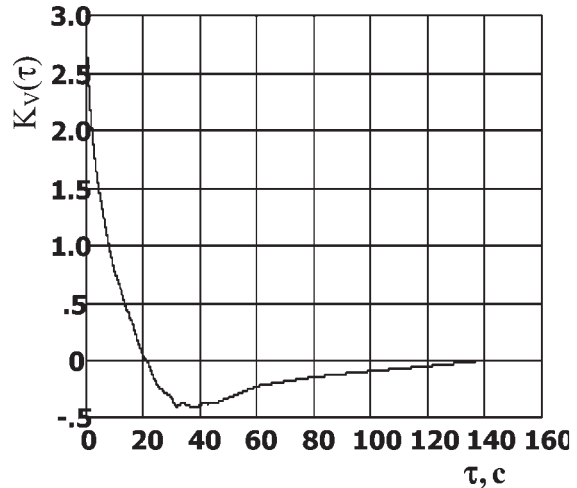
$$K_V(\tau) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} S_V(\omega) \cdot \cos(\omega \cdot \tau) \cdot d\omega \quad (8)$$

Результаты приведены на рис. 6.

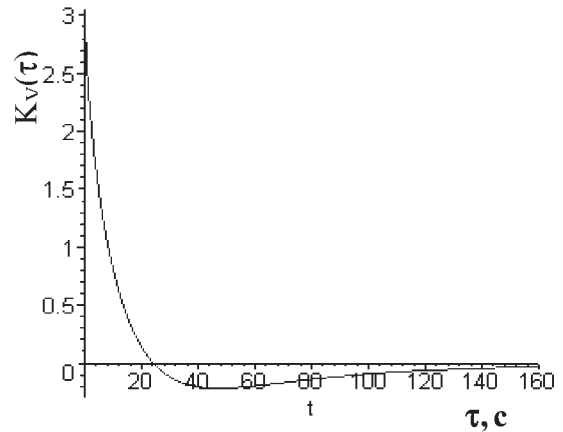
Совпадение первой и второй функций можно считать хорошим.

На рис. 7 приведена зависимость скорости ветра, полученная моделированием (верхняя кривая). На этом же рисунке приведена зависимость скорости ветра, полученная измерением с помощью анемометра (нижняя кривая). Обе зависимости соответствуют одной средней скорости $V_0 = 4 м/с$.

Сравнение зависимостей показывает, что измеренная скорость имеет значительно больший разброс, чем расчетная зависимость. Это можно объяснить тем, что измерения проводились не на ровной открытой местности, а на опушке леса вблизи зданий. При этом, средняя скорость фактического ветра изменялась по времени. Для примерного совпадения зависимостей необходимо в расчетах увеличить



а)



б)

Рис.6. Функция $K_V(t)$, определенная двумя разными способами: а) 1-й способ; б) 2-й способ

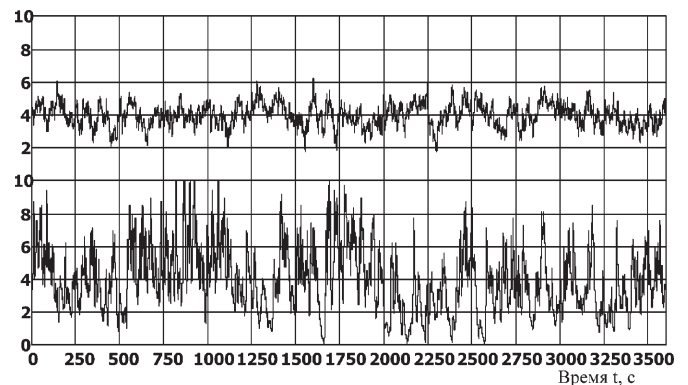


Рис. 7. Поведение скорости ветра на интервале 1 час

коэффициент шероховатости, начиная с $K_0 = 0,005$, до $K_0 = 0,020$.

Ключевые слова: скорость ветра, функция распределения ветра по скоростям, спектральная плотность ветра, модели турбулентности ветра, мощность ВЭС.

ность Паужетской, Верхне-Мутновской и Мутновской ГеоТЭС в Камчатском крае, Менделеевской и Океанской ГеоТЭС в Сахалинской области составляет 83,7 МВт (рис. 3).

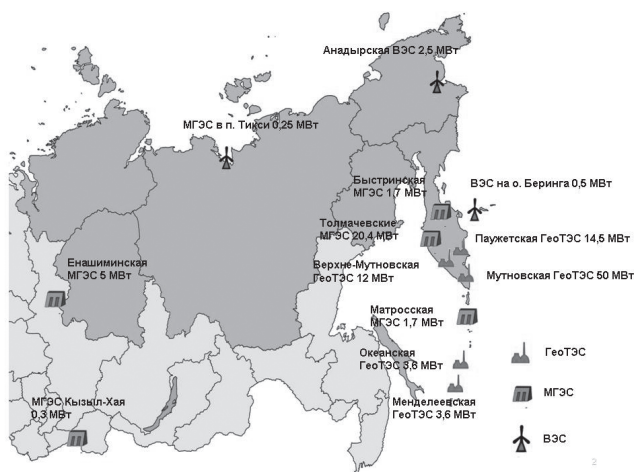


Рис. 3. Размещение возобновляемых источников энергии в восточных регионах

Использование потенциала малых рек посредством ГЭС небольшой мощности в восточных регионах невелико. Из 700 МВт установленной мощности малых ГЭС (МГЭС) России здесь функционируют только 29 МВт в составе пяти МГЭС (Кызыл-Хая в Республике Тыва, Енашиминская в Красноярском крае, каскады Толмачевских и Быстринских в Камчатском крае, Матросская в Сахалинской области). Ими вырабатывается только 2% от суммарного производства электроэнергии МГЭС России.

На территории восточных регионов находится в эксплуатации лишь три ветроэнергетических станции – Анадырская (2,5 МВт) в Чукотском АО, на о. Беринга (0,5 МВт) в Камчатском крае и в п. Тикси (0,25 МВт) в Республике Саха (Якутия).

Недостаточное использование ВЭС частично объясняется неверно выбранным местом размещения и условиями эксплуатации. Один из отрицательных примеров использования – установка Vestas-225 на о. Кунашир Сахалинской области, которая находится в нерабочем состоянии вследствие недостаточной проработанности проектных решений и вопросов ее эксплуатации совместно с существующим энергоисточником (рис. 4). Подобные примеры можно привести и в Хабаровском крае, и в Республике Саха (Якутия).



Рис. 4. Ветроустановки в восточных регионах России

Другой пример — Анадырская ВЭС, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) которой составляет 10 – 13%. В настоящее время ВЭС работает в составе изолированного Анадырского энергоузла, где энергоисточниками являются Анадырские ТЭЦ на угле и на природном газе.

Несмотря на такое неутешительное состояние в ветроэнергетике, ветропотенциал на территории восточных регионов значителен. Здесь сконцентрировано почти 60% ветроэнергетического потенциала страны (табл. 1). Технический ресурс ветра на этой территории оценивается в 3,7 трлн. кВт·ч [1].

Таблица 1
Ресурсы ветровой энергии, трлн. кВт·ч

Регион	Валовой потенциал	Технический потенциал
Российская Федерация, всего	2606,6	6,5
из них:		
Восточная Сибирь	481,9	1,2
Дальний Восток	987,8	2,5

Однако основная часть восточных регионов находится в зоне, где скорости ветра не превышают 3 м/с (рис. 5). Среднегодовые скорости ветра более 4 м/с наблюдаются на побережьях северных и восточных морей, а также в локальных зонах, таких, например, как район озера Байкал [2, 3].

Ветроэнергетические установки могут найти широкое применение в восточных регионах, прежде всего, для электроснабжения потребителей децентрализованной зоны, выступая дополняющим энергоисточником к существующим ДЭС с целью снижения объемов

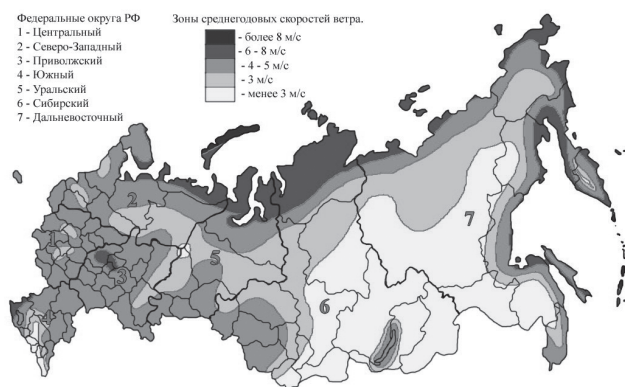


Рис. 5. Зонирование территории России по показателю среднегодовых скоростей ветра

потребления дальнепривозного дизельного топлива. Стоимость вытесненного топлива будет обеспечивать окупаемость проектов сооружения ВЭС.

Методика исследований эффективности применения ветроэнергетических установок и система моделей, разработанных в ИСЭМ СО РАН, позволяет, исходя из основных характеристик потребителя, выбрать тип установки из имеющейся базы данных (рис. 6). По справочным данным вероятностного распределения скоростей ветра по грациям для конкретного потребителя с учетом рабочих характеристик ветроагрегатов пересчитать скорости ветра на высоте ветробашни и оценить возможную выработку электроэнергии. Далее, исходя из соответствия графика потребления и производства электроэнергии в годовом разрезе, выработка электроэнергии ВЭС корректируется с учетом коэффициентов одновременности и недоиспользования мощности. На основе по-

лученных расчетных данных выполняется оценка экономической эффективности применения ВЭС для электроснабжения данного потребителя [4,5].

В результате исследований с использованием укрупненных имитационных моделей получены граничные значения капиталовложений в проекты сооружения ВЭС, при которых они равноэкономичны с альтернативной (существующей) схемой электроснабжения. Линии равноэкономичности, приведенные на рис. 7, делят область изменения основных стоимостных показателей энергоисточников на зоны целесообразного использования той или иной схемы.

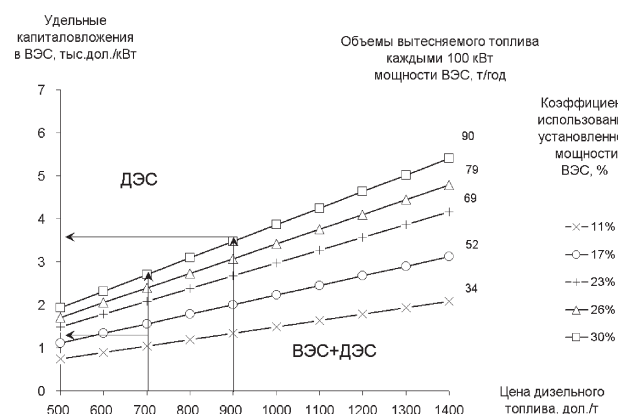


Рис. 7. Условия экономической целесообразности применения ВЭС у децентрализованных потребителей

При цене дизельного топлива 700 – 900 долл./т сооружение ВЭС экономически целесообразно при удельных капиталовложениях в них не выше 1,1 – 3,5 тыс. долл./кВт в зависимости от коэффициента исполь-

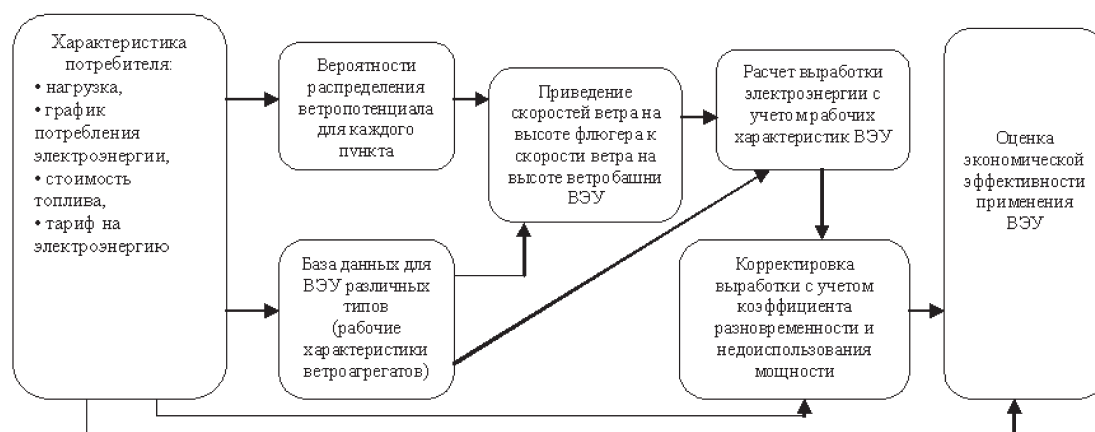


Рис. 6. Методика исследований эффективности применения ВЭС

зования установленной мощности ВЭС, который по проведенной оценке чувствительности экономических показателей оказывает наибольшее влияние на эффективность проектов. Нижнее значение удельных капиталовложений соответствует $K_{ИУМ}$ 11 – 17%, верхнее — $K_{ИУМ}$ 30%.

Условия финансово-экономической привлекательности проектов сооружения ветроэнергетических станций, полученные с использованием производственно-финансовой модели, представлены на рис. 8.

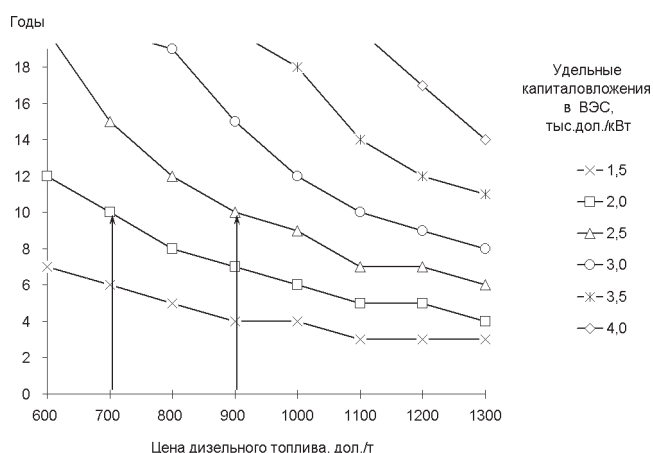


Рис. 8. Условия финансово-экономической привлекательности проектов сооружения ВЭС у децентрализованных потребителей

Чтобы поставить проекты сооружения ВЭС в наиболее благоприятные финансовые условия, в качестве формы инвестирования принят беспроцентный кредит. Возвращение привлеченных капиталовложений производится за счет сокращения ежегодных дотаций из бюджета на содержание существующих энергоисточников и завоз топлива вследствие частичного его вытеснения.

Таким образом, оценивается не коммерческая, а бюджетная эффективность проектов.

Приемлемые сроки окупаемости ВЭС при современном уровне цен на дизельное топливо 700 – 900 долл./т и среднем для условий северо-восточных регионов значении ветропотенциала ($K_{ИУМ}=23%$) достигаются при удельных капиталовложениях в них не выше 2 – 2,5 тыс. долл./кВт [6].

На основе опыта разработки разделов региональных энергетических программ для различных территорий Восточной Сибири и Дальнего Востока обоснованы первоочередные проекты ВЭС: на Курильских островах в Сахалинской области, на севере Республики Саха (Якутия), в Охотском районе Хабаровского края, Северо-Эвенском районе Магаданской области, Чукотском и Провиденском районах Чукотского АО, в Байкальском регионе (табл. 2). В ходе исследований оценена бюджетная финансово-экономическая эффективность каждого из этих проектов. Дисконтированный срок окупаемости проектов за счет вытесненного топлива составляет 6 – 9 лет.

При разработке раздела по использованию возобновляемых источников энергии в Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока определены рациональные масштабы экономически оправданного применения ветроэнергетических станций.

Суммарные вводы мощностей ВЭС на перспективу до 2030 г. оцениваются в 80 – 120 МВт. Основной прирост мощности приходится на регионы Дальнего Востока, где к 2030 г. возможно ввести 84% ветроэнергетических станций. Сооружение ВЭС в таких масштабах потребует значительных

Таблица 2

Первоочередные объекты сооружения ВЭС

Субъект РФ	Населенный пункт	Мощность, МВт
Сахалинская область	Северо-Курильск, Головинино, Буревестник, Виахту, Малокурильское	8,5
Республика Саха (Якутия)	Таймылыр, Усть-Оленек, Русское Устье, Быковский, Тикси	5,3
Хабаровский край	Охотск, Морской, Вострецово	10,3
Магаданская область	Эвенск, Ямск	8
Чукотский АО	Ванкарем, Уэлен, Провидения, Мыс Шмидта	6,4
Республика Бурятия	Баргузинская долина	2,5
Иркутская область	Онгурены	0,5

инвестиций (7 – 10 млрд. руб.). В то же время к концу рассматриваемого периода это позволит ежегодно вытеснять 70 – 100 тыс. т ди-

зельного топлива, экономия бюджетных средств оценивается в размере 2 – 2,5 млрд. руб.

Ключевые слова: ветропотенциал, восточные регионы, ветроэнергетические установки, децентрализованные потребители, удельные капиталовложения, коэффициент использования установленной мощности, экономическая эффективность, окупаемость проектов

ЛИТЕРАТУРА

1. **Справочник** по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (Показатели по территориям). – М.: ИАЦ «Энергия», 2007. – 272 с.
2. **Справочник** по климату СССР. Ч.1. Вып. 20-27, 33, 34. – Л.: Гидрометеиздат, 1967.
3. **Атлас** солнечного и ветрового климатов России / Ред. М.М. Борисенко, В.В. Стадник – СПб. – Главная геофизическая обсерватория, 1997.
4. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Сооружение энергоисточников на ВПЭР для изолированных потребителей / Методы и модели разработки региональных энергетических программ // Под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск.: Наука, 2003.
5. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А.** Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития. – Новосибирск.: Наука, 2002.
6. **Попов С.П., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Эффективность и масштабы использования возобновляемых источников энергии для изолированных потребителей // Известия АН. Энергетика, 2006. – №3.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Тугузова Т.Ф., к.т.н., Халгаева Н.А., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

В Институте систем энергетики им. Л.А.-Мелентьева в ходе разработки стратегий развития топливно-энергетических комплексов республик, краев и областей, расположенных, в том числе, в восточных регионах России, рассматривается возможность и экономическая эффективность применения возобновляемых источников энергии: ветроэнергетических установок, малых ГЭС, солнечных энергогенераторов.

К основным факторам, влияющим на эффективность применения возобновляемых источников энергии, относятся:

- интенсивность, продолжительность и изменчивость возобновляемых природных энергоресурсов;
- стоимость возобновляемого энергоисточника;
- стоимость вытесняемого топлива.

Приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность значительно дифференцирован по территории (рис. 1) [1, 2]. Увеличение как прихода солнечной радиа-

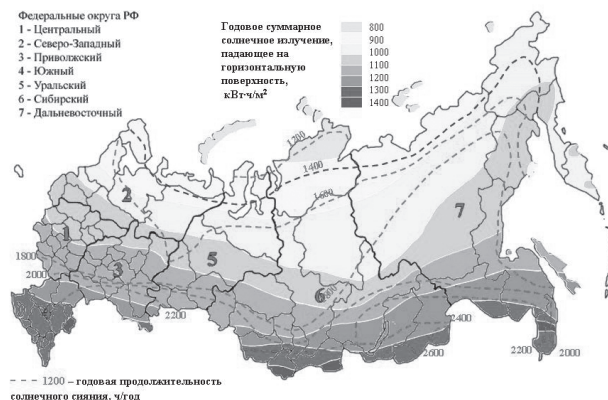


Рис. 1. Потенциал солнечного излучения

ции, так и продолжительности сияния естественно происходит в широтном направлении с севера на юг.

В восточных регионах России наилучшие условия использования потенциала солнечной энергии имеются в Республике Бурятия, южных районах Иркутской области, Амурской области, Забайкальском, Хабаровском и Приморском краях. Именно на этих терри-

ториях сосредоточена основная хозяйственная деятельность восточных регионов.

На рис. 2 показан приход солнечной энергии на горизонтальную и наклонную поверхность в годовом разрезе для средних значений на рассматриваемых территориях [1, 2].

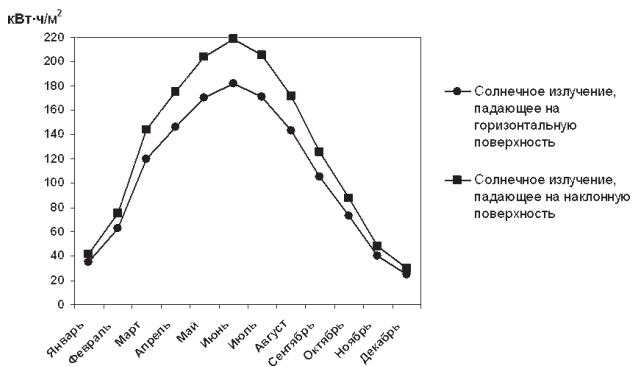


Рис. 2. Солнечное излучение в течение года

Эти территории расположены в достаточно высоких широтах, поэтому с целью увеличения прихода излучения рационально использовать поверхности гелиоприемников, расположенные наклонно под углом широты местности.

В течение года приход солнечной энергии имеет значительный максимум в летние месяцы, что является негативным фактором для эффективного его использования, поскольку потребление энергии имеет зимний максимум. Из-за несовпадения максимальных значений выработки и потребления энергии происходит существенное снижение полезной выработки солнечными энергоисточниками. Если принять равными максимальные значения этих величин, то для фо-

тоэлектрических преобразователей (ФЭП) полезная выработка составит немногим более 2/3 от возможной (рис. 3).

Аналогичная картина наблюдается при совмещении графиков выработки тепловой энергии солнечными коллекторами и ее потребления, хотя за счет большего снижения потребления в летний период, полезная выработка солнечных коллекторов при круглогодичном их использовании составит около 50%, а при использовании только в безморозный период (с мая по октябрь) – менее 20% (см. рис. 3).

Круглогодичное использование солнечных систем теплоснабжения влечет за собой значительное их удорожание в силу необходимости применения дополнительного контура с незамерзающим теплоносителем и увеличению теплоизоляции.

Рис. 3 наглядно иллюстрирует невозможность автономной эксплуатации солнечных энергогенераторов в связи с неравномерностью проявления солнечного излучения. Они не заменяют энергоисточники на органическом топливе и должны работать, дополняя их, тем самым вытесняя часть топлива. Окупаемость проектов обеспечивается за счет сокращения ежегодных затрат на топливо.

Следует отметить, что при проведении исследований по оценке экономической эффективности применения солнечного энергоснабжения энергогенераторы рассматривались в лучших для их использования условиях (высокое для рассматриваемой территории значение гелиопотенциала, верхние границы цен на топливо). То есть, полученные в результате расчетов максимальные значения удель-

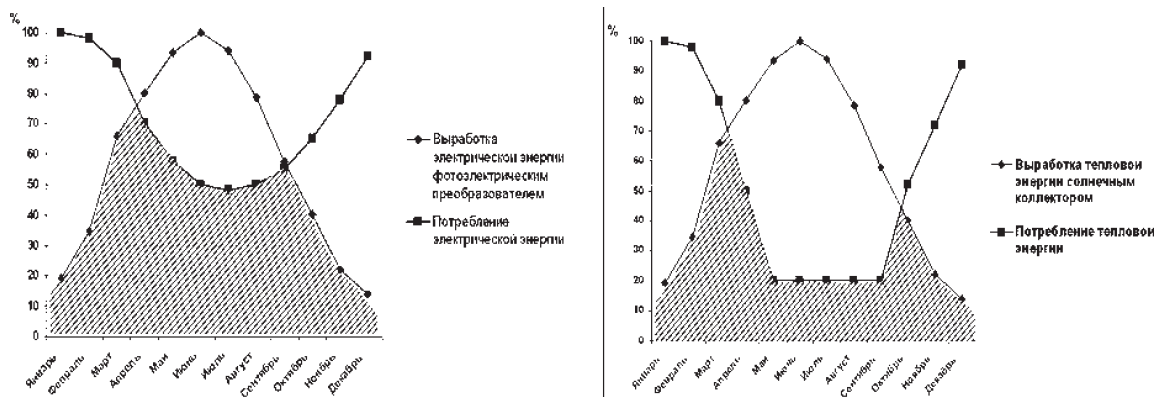
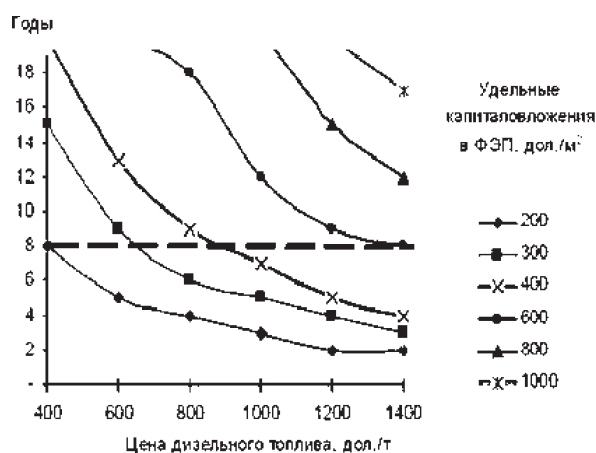


Рис. 3. Графики выработки электрической и тепловой энергии солнечными энергоустановками и ее потребления в течение года

ных капиталовложений для солнечных энергогенераторов в рамках приемлемых сроков окупаемости не занижены.

Фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) в настоящее время из-за высокой стоимости не могут конкурировать с крупными источниками электроэнергии. Поэтому ФЭП рассматривались в дополнение к дизельным электростанциям, на которых сжигается дорогостоящее дизельное топливо. Несмотря на то, что южные регионы расположены в зоне влияния энергосистемы, на их территории имеется достаточно большое количество мелких изолированных потребителей, электроснабжение которых осуществляется от дизельных электростанций.

На рис. 4 представлены зависимости сроков окупаемости проектов использования солнечных энергогенераторов от стоимости топлива в южных районах, где наблюдаются лучшие показатели солнечного излучения.



При современном уровне цены дизельного топлива у удаленных потребителей порядка 600 – 800 долл./т и сроках окупаемости до 8 лет удельные капиталовложения в систему электроснабжения от ФЭП не должны превышать 300 – 400 долл./м².

Системы солнечного теплоснабжения (ССТ) при наилучших значениях гелиопотенциала для восточных регионов и современной стоимости угля 30 – 50 долл./т у. т. могут быть экономически привлекательны только при удельных капиталовложениях не выше 100 долл./м². В настоящее время стоимостные показатели ССТ российских и зарубежных производителей составляют более 200 долл./м². При таких значениях окупаемость проектов превышает 20-летний период [3].

Однако на котельных, где в качестве топлива используется сырая нефть, эффективность использования ССТ увеличивается, по-

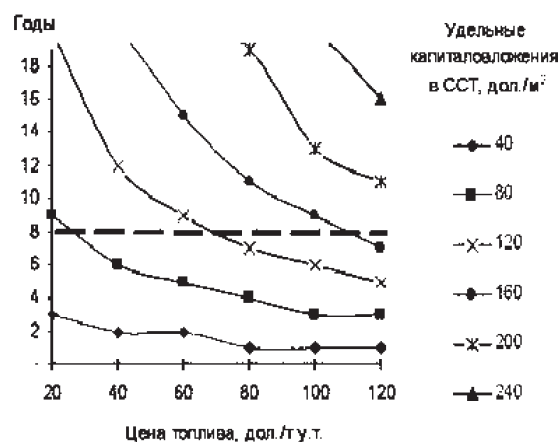


Рис. 4. Зависимость сроков окупаемости проектов сооружения ФЭП и ССТ от стоимости топлива и удельных капиталовложений

скольку цена нефти составляет 110 – 170 долл./т у. т., что в 3 – 4 раза выше цены угля. Такие котельные имеются, например, в Республике Саха (Якутия), суммарный расход сжигаемой на них нефти составляет примерно 1/4 часть от всего расходующего топлива муниципальными котельными.

Максимальные значения удельных капиталовложений (с учетом транспортировки и строительно-монтажных работ) для достижения экономической эффективности проектов сооружения солнечных источников энергии для условий восточных регионов в сравнении с современным уровнем этих показателей приведены в табл. 1 [4, 5].

Таблица 1

Максимальные значения удельных капиталовложений для экономически эффективного применения источников энергии

Технология	Удельные капиталовложения	
	расчетные максимальные значения	современный уровень
ФЭП, долл./м²	300 – 400	1000 – 1500
ССТ, долл./м² (в дополнение к котельным на угле)	80 – 100	200 – 250

Для достижения экономической эффективности гелиоприемников необходимо суще-

ственное снижение удельных капиталовложений: для ССТ — в 2 – 2,5 раза, для ФЭП — в 4 – 5 раз. Хотя, несомненно, есть локальные зоны и пункты, где системы солнечного теплоснабжения могут быть конкурентоспособны даже при современных ценовых показателях.

Важным фактором, влияющим на эффективность использования солнечной энергии, является снижение антропогенного воздействия на природную среду энергоисточников на органическом топливе. Анализ экологической ситуации показывает: наиболее интенсивное загрязнение природной среды наблюдается в южной полосе восточных регионов, приоритетной для реализации солнечной энергетики.

По результатам проведенных исследований для условий южных территорий каждые 100 м² площади солнечных коллекторов позволяют вытеснить 33 – 37 т угля. Это эквивалентно 5 – 5,5 т суммарных выбросов в атмосферу. Экологический эффект от использования системы солнечного теплоснабжения представлен на рис.5.

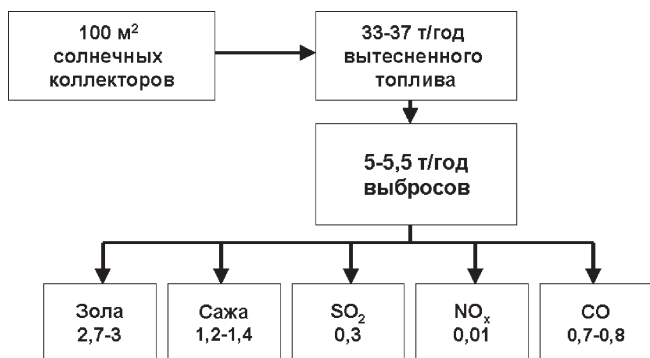


Рис. 5. Экологический эффект от использования системы солнечного теплоснабжения

При ужесточении экологических требований для котельных посредством введения экологического налога экономическая эффективность ССТ значительно повысится.

На рис. 6 представлены результаты укрупненных расчетов себестоимости производства тепловой энергии системами солнечного теплоснабжения и котельными на угле без учета и с учетом экологического налога.

Экологический налог рассчитывался как ущерб, наносимый природной среде вредными выбросами при сжигании угля на ко-

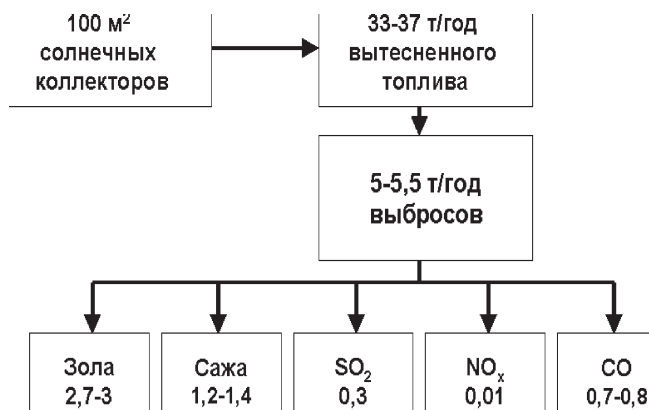


Рис. 6. Себестоимость производства тепловой энергии ССТ и котельными без учета и с учетом экологического налога

тельной в зависимости от условий рассеивания, типа загрязняемой территории (селитебная, курортная, лесная и т.д.) и качества угля. Себестоимость производства тепла на котельных и ССТ сопоставима только при капиталовложениях в последние менее 100 долл./м². Введение экологического налога увеличивает максимальные экономически эффективные значения капиталовложений в ССТ почти в два раза — до 200 долл./м² [6].

Однако в настоящее время нет утвержденной методики и нормативов возмещения ущерба, причиняемого окружающей среде, в денежном выражении. С предприятий взимается только плата за загрязнение, которая представляет собой некоторую форму возмещения экономического ущерба от выбросов и сбросов загрязняющих веществ и незначительна по величине. Принятие жестких законодательных мер позволило бы повысить конкурентоспособность систем солнечного теплоснабжения и снизить антропогенную нагрузку на окружающую среду.

При общей неконкурентоспособности в современных ценовых условиях солнечного энергоснабжения не следует забывать о социальном факторе, который невозможно оценить в денежном эквиваленте. Солнечный нагрев позволяет реализовать горячее водоснабжение, которое зачастую отсутствует в мелких поселениях даже для объектов образования и здравоохранения. Так, солнечные коллекторы при относительно небольшой удельной площади — около 2 м² на человека, могут обеспечить летом горячее водоснабжение.

В местах проживания малочисленных народов, на гидрометеостанциях, стойбищах оленеводов, животноводческих стоянках и др. невозможно оценить эффект от появления освещения или теплой воды в летнее время, если этого не было вообще.

Применение солнечных энергоисточников может быть незаменимо в зонах особого природопользования (заповедники, национальные парки, дома отдыха, санатории и т.д.), где введены жесткие ограничения на загрязнение окружающей среды, а другие виды возобновляемых природных энергоресурсов отсутствуют.

Для повышения эффективности использования солнечной энергии, как и других возобновляемых источников энергии, необходима

государственная поддержка, основными направлениями которой являются:

принятие закона о государственной политике в сфере использования возобновляемых источников энергии;

выделение целевых субсидий и дотаций;

организация и стимулирование серийного производства оборудования для возобновляемой энергетики на основе отечественных технологий;

создание полигонов для испытания ключевых элементов технологий;

разработка системы льготных кредитов;

применение системы налоговых льгот участникам всего цикла – от разработки оборудования до эксплуатации.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, приход солнечной радиации, графики выработки энергии, системы солнечного теплоснабжения, фотоэлектрические преобразователи, удельные капиталовложения, сокращение ежегодных затрат, экологический эффект, социальный эффект

ЛИТЕРАТУРА

1. **Справочник** по климату СССР. Ч.1. – Вып. 20 – 27, 33, 34. – Л.: Гидрометеиздат, 1967.
2. **Атлас** солнечного и ветрового климатов России //Ред. М.М. Борисенко, В.В. Стадник. – СПб.: Главная геофизическая обсерватория, 1997.
3. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Симоненко А.Н.** Эффективные направления развития малой энергетики на востоке России //Энергетическая политика. Вып. 2, 2009.
4. **Виссарионов В.И., Белкина С.В., Дерюгина Г.В.** и др. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии //Под ред. В.И. Виссарионова. – М.: ООО Фирма «ВИЭН», 2004.
5. **Оборудование** возобновляемой и малой энергетики. Справочник-каталог //Под ред. П.П. Безруких. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2005.
6. **Попов С.П., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Эффективность и масштабы использования возобновляемых источников энергии для изолированных потребителей //Известия АН. Энергетика, 2006. – №3.

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ КОТЕЛ НА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВИДАХ ТОПЛИВА «ЭКОТЕРМ-УНИВЕРСАЛ»

Ахтямов Ф., «ЭкоТерм», г. Челябинск

По официальным данным ежегодный рост цен на природный газ с 2010 – 2012 гг. в России составит 18 %.

В последнее десятилетие в связи с неуклонным ростом цен на качественное топливо заметно возрос интерес к котельным установкам, обеспечивающим эффективное сжигание дешевых видов топлива и, в первую очередь, древесных отходов.

Большинство Европейских стран и США сумели преодолеть энергетический кризис,

выходом из которого стало использование возобновляемых и нетрадиционных источников энергии. Многолетний опыт стран ЕС в использовании биомассы является хорошим наглядным примером для стран, где потенциал биомассы составляет десятки и сотни млн. т. у. т. в год, из которых основную часть следует использовать в коммунальном хозяйстве.

Биомасса относится к сектору, который должен быть развит в наибольшей степени и

в кратчайшие сроки. Она сегодня составляет больше половины всех возобновляемых источников энергии (ВИЭ), используемых в ЕС. Такое широкое применение биомасса получила благодаря тому, что имеет относительно низкую стоимость.

Компания «ЭкоТерм» с 2003 года специализируется на внедрении котельных, работающих на древесных отходах. Смонтировано и запущено в эксплуатацию более 20 автономных производственных и отопительных котельных на территории России в Калужской, Владимирской, Свердловской, Челябинской, Иркутской областях и Республики Башкортостан [2, 3, 4].

На основе приобретенного практического опыта в компании «ЭкоТерм» разработана конструкция универсального котла на альтернативных видах топлива «Экотерм-Универсал» (рис.1).



Рис. 1. Топка котла «Экотерм-Универсал» на древесных отходах. 1. Питатель топлива; 2. Гидроцилиндр; 3. Горизонтальный колосник; 4. Наклонный колосник; 5. Арочный радиационный свод (зона предварительного горения); 6. Арочный радиационный свод (зона окончательного горения)

Ниже представлены основные технические аспекты в конструкции котла «Экотерм-Универсал», влияющие на устойчивую работу котельного агрегата и котельной в целом.

1. Фракция топлива и топливоподача в топку котла

Стабильная работа котла на древесных отходах в значительной степени зависит от технического решения (устройства) по транспортировке топлива непосредственно в топку котла. Большинство производителей котельного оборудования применяют шнековую подачу топлива. Это, в первую очередь, вызвано простотой изготовления. На практике шнековая подача топлива требует более качественной

подготовки топлива по фракции. Для этого требуется установка дополнительного оборудования по измельчению крупнокусковых древесных отходов — shredders, дробилок, измельчителей.

В противном случае из-за отсутствия контроля за фракционным составом топлива возникают частые случаи заклинивания шнеков и, как следствие, остановка котла и нарушение режима горения. На практике установлено также, что и щепа после рубительной машины часто приводит к нарушениям работы шнекового транспортера и не решает вопросы надежности топливоподачи и работы котла.

Для устранения вышеуказанных узких мест в котле «Экотерм-Универсал» применен питатель топлива с гидравлической подачей. Габаритные размеры питателя в сечении составляют 500 x 700 мм. Это позволяет использовать топливо, различное по фракционному составу — кора, ветки, обрезь, отторцовка. В этом первый момент универсальности топки.

2. Влажность топлива и конструкция топки

Из теории сжигания биомассы (1) — горение древесных опилок протекает в гетерогенном режиме, т. е. гетерогенного воспламенения как скачкообразного перехода от кинетического к диффузионному режиму протекания гетерогенной реакции. Процесс горения состоит из следующих стадий:

стадия 1. Подсушивание топлива и нагревание до температуры начала выхода летучих веществ;

стадия 2. Воспламенение летучих веществ и их выгорание;

стадия 3. Нагревание кокса до воспламенения;

стадия 4. Выгорание горючих веществ из кокса.

На практике одним из важнейших факторов, влияющих на качественное и стабильное горение древесных отходов, является их исходная влажность. Чем выше влажность топлива, тем процесс горения (стадии горения) увеличивается по времени его протекания.

В рассматриваемой конструкции топки с учетом теории горения древесных отходов применены следующие технические решения:

1. Для уменьшения времени протекания стадии горения (1) установлен горизонтальный

колосник и свод радиационного излучения;

2. Для стадий горения (2) и (3) установлен наклонный колосник и свод радиационного излучения;

3. Стадия горения (4) протекает на нижнем горизонтальном колоснике.

Для полного сгорания вредных веществ (СО) предусмотрены 2 – зонный регулируемый подвод воздуха и 2 радиационных свода.

В данном случае универсальность топки включает в себя использование исходного топлива влажностью в широком диапазоне от 10 до 60% (естественная).

3. Теплообменник котла

При выборе конструкции теплообменника в техническое задание были заложены следующие требования:

1. Теплообменник водотрубный со змеевиковыми поверхностями нагрева. По мнению специалистов компании «ЭкоТерм», применение газотрубных теплообменников для работы на таком виде топлива, как древесные отходы, неоправданно ввиду быстрого засорения дымогарных труб отложениями золы и сажи и, как следствие, снижение мощности котла и к. п. д.

Применение импульсных систем очистки дымогарных труб от отложений приведет к усложнению и удорожанию котельного агрегата:

1. Радиационная часть поверхностей нагрева должна составлять до 30% ;

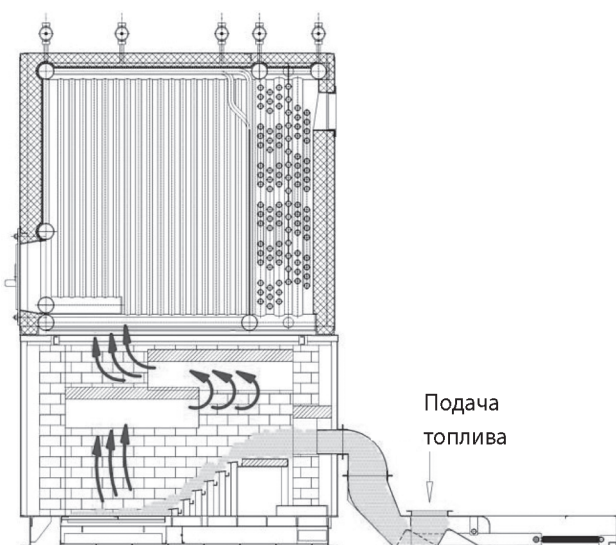


Рис. 2. Общий вид котельного агрегата на древесных отходах «ЭкоТерм-Универсал»

2. Конвективная часть поверхностей нагрева должна составлять оставшиеся 70% ;

3. Поверхности теплообмена должны быть изготовлены в блочном исполнении для своевременной и малотрудоемкой операции по их демонтажу для очистки или замены;

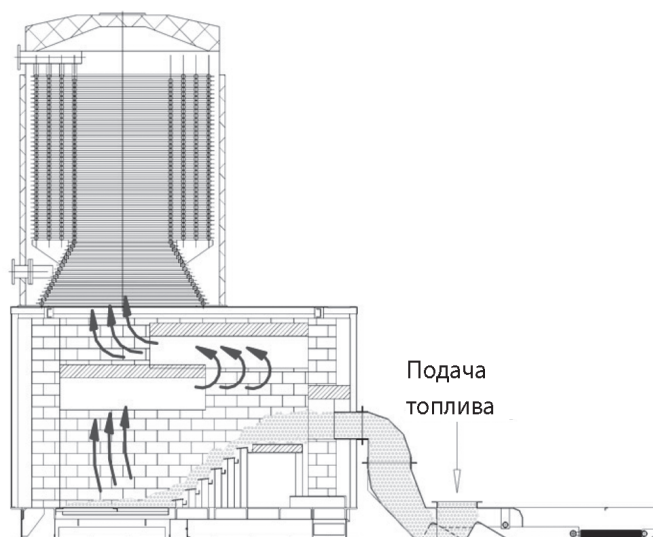


Рис.3. Пример использования топки «ЭкоТерм-Универсал» с теплообменником вертикального исполнения

Технические характеристики котла «ЭкоТерм-Универсал»

Показатели		Номенклатурный ряд мощностей					
Номинальная тепловая мощность, кВт		500	800	1200	1500	2000	3000
Расход топлива, кг/ч		210	340	510	645	860	1290
Максимальная температура теплоносителя, °С		115					
Потребляемая электрическая мощность, кВт	Вентилятор № 1	3					
	Вентилятор № 2	0,75					
	Гидростанция	5,5					
Температура уходящих газов, °С		Не более 270					
к.п.д., %		Не менее 80					

4. к. п. д. при работе на твердом топливе — не менее 80%;

5. Низкая металлоемкость с хорошей теплоизоляцией.

На рис. 2 представлен котельный агрегат «Экотерм-Универсал» — топка со змеевиковым теплообменником

Универсальность котельного агрегата включает в себя адаптирование конструкции топки к конструкции теплообменника разных производителей (рис. 3). Это, в первую очередь, позволит проводить реконструкцию существующих угольных котлов с переводом их на сжигание древесных отходов.

Также можно проводить замену топок со шнековой подачей в случаях изменений

фракционного состава применяемого топлива.

Заключение

Основными достоинствами предлагаемой конструкции котла на древесных отходах «Экотерм-Универсал» являются:

надежная, проверенная технология сжигания, пригодная для всех видов древесных отходов;

широкий диапазон фракционного состава древесных отходов, используемых в качестве топлива;

возможность сжигания древесных отходов высокой влажности;

использование теплообменников разных конструкций и производителей.

Ключевые слова: альтернативные виды топлива, универсальный котел, биотопливо, древесные отходы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудрявцева Л.А., Мазуркин П.М. «Изучение закономерности роста температуры горения древесных опилок». ГОУ ВПО Марийский государственный технический университет.
2. Ахтямов Ф. «Энергосберегающие технологии у профессионалов деревообработки», Компания «ЭкоТерм».
3. Ахтямов Ф. «Древесные отходы заменяют каменный уголь. Реконструкция котельных», Компания «ЭкоТерм».
4. Ахтямов Ф. «Практический пример реконструкции котла Е 1\9 с переводом на сжигание древесных отходов», Компания «ЭкоТерм».

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА ОСНОВЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ ЕЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ

Суздалева А.Л., д. б. н., Безносков В.Н., д. б. н., АОА «НИИЭС», Кучкина М.А., к. б. н., МГСУ, Суздалева А.А., к. т. н., ООО «Альфамед 2000».

Геотермальная энергия — это самый большой энергетический запас на планете, которым располагает человечество. По самым скромным подсчетам, температура в центре Земли составляет не менее 6600°C. При этом скорость остывания Земли составляет 300 – 350°C в миллиард лет. Современные технологии позволяют использовать только около 2% этой энергии, распределенной на относительно небольшом расстоянии от поверхности. Но даже эти ресурсы весьма велики. Геоэнергетический потенциал, сосредоточенный на глубинах до 10 км, в 50000

раз больше энергии, чем все мировые запасы нефти и газа. Таким образом, геотермальная энергетика сможет обеспечить энергетические потребности человечества в период, когда потенциал развития традиционных отраслей энергетики будет исчерпан.

В настоящее время проекты геотермальных электростанций (ГеоТЭС)¹ разрабатываются и реализуются уже в десятках стран. Распространено мнение, что геотермальная энергетика является экологически безопасной, по сравнению с традиционными способами производства электроэнергии.

¹ Сокращенное название ГеоТЭС приведено в соответствии ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения (пункт 32).

Однако подобный оптимистический взгляд обусловлен, главным образом тем, что экологические аспекты² строительства и эксплуатации ГеоТЭС весьма специфичны. В своем большинстве они не свойственны никаким другим видам производственной деятельности и по этой причине менее изучены. Вместе с тем, уже первые опыты эксплуатации ГеоТЭС показали, что их работа также может оказать значимое негативное воздействие на окружающую среду [1 – 5]. Обуславливающие его процессы по своей природе весьма разнородны, а сила их проявления в каждом конкретном случае зависит как от применяемых технологий, так и от местных условий, в которых осуществляется реализация проекта. По этим причинам обеспечение экологической безопасности объектов геотермальной энергетики представляет собой весьма актуальную и сложную проблему. Для ее решения необходимо идентифицировать значимые экологические аспекты ГеоТЭС и на их основе создать методологию оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС), осуществляемую на этапах размещения и проектирования этих объектов. Кроме того, идентификация значимых экологических аспектов позволяет разработать в составе проектной документации комплекс природоохранных мероприятий по предотвращению и/или снижению нежелательных экологических и социально-экологических последствий намечаемой деятельности.

Идентификация экологических аспектов базируется на оценке воздействия применяемых технологий. В связи с этим, необходимо вкратце рассмотреть основные типы современных ГеоТЭС, принцип работы которых, а, следовательно, и характер воздействия на окружающую среду, существенно различаются. Существует три схемы производства электроэнергии с использованием гидротермальных ресурсов:

- прямая с использованием сухого пара;
- непрямая с использованием водяного пара;
- смешанная схема производства (бинарный цикл).

В первом случае для производства электроэнергии пар, поступающий из скважины,

пропускается непосредственно через турбину/генератор. Это старейшие геотермальные электростанции. Первая такая электростанция была построена в Лардерелло (Италия) в 1904 году, она действует и в настоящее время.

ГеоТЭС с непрямым типом производства электроэнергии на сегодняшний день являются самыми распространенными. Они создаются на базе, так называемых, «перегретых гидротерм». Горячие подземные воды (температурой свыше 182°C) закачиваются при высоком давлении в генераторные установки на поверхности. В них в результате снижения давления вода быстро превращается в пар, который приводит в действие турбину.

Геотермальные электростанции со смешанной схемой производства отличаются от двух предыдущих типов геотермальных электростанций тем, что пар и вода, поступающие из подземных источников, никогда не вступают в непосредственный контакт с турбиной/генератором. Энергия для образования пара передается через теплообменник. Строительство этого типа ГеоТЭС является весьма перспективным. Связано это с тем, что большая часть доступных геотермальных вод имеет температуру ниже 200°C и для использования в первых двух типах электростанций непригодна. В ряде случаев в качестве рабочего тела используется не вода, а специальная жидкость, имеющая более низкую температуру кипения. Геотермальные воды даже относительно низкой температуры, передавая энергию через теплообменник, вызывают образование пара из этой жидкости, который подается на турбины. Затем, после конденсации, эта жидкость по замкнутому контуру вновь подается в теплообменник.

Обобщенный анализ материалов по эксплуатации объектов геотермальной энергетики различных типов позволяет идентифицировать 9 групп значимых экологических аспектов, объединенных характером воздействия на окружающую среду. Их учет необходим при решении вопроса о размещении ГеоТЭС и выработки экологически оптимальных проектно-конструкторских решений.

² В соответствии с пунктом 3.6. ГОСТ Р ИСО 14001-2007 под экологическим аспектом (environmental aspect) понимается любой элемент деятельности, который может взаимодействовать с окружающей средой. Значимым экологическим аспектом считается тот, который оказывает или может оказать значительное воздействие на окружающую среду

Кроме того, идентификация экологических аспектов и их группировка облегчают стандартизацию процедур разработки проектной и проектной экологической документации по этим объектам (ОВОС). Следует особо подчеркнуть, что значимость рассматриваемых ниже аспектов является потенциальной. Сила их воздействия и последствия в конкретных случаях существенно различаются. Некоторые из экологических аспектов в силу специфики местных условий, применяемых технологий или принятия специальных мер могут рассматриваться как незначимые. В этом случае при разработке ОВОС необходимо обосновать экологическую безопасность того или иного аспекта строительства и эксплуатации ГеоТЭС.

При рассмотрении отдельных групп экологических аспектов мы сочли целесообразным указать на существующий опыт природоохранных мероприятий, направленных на снижение их неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

1. Уничтожение при строительстве ГеоТЭС природных геотермальных объектов, снижение их рекреационного и видеоэкологического потенциалов

Геотермальные поля, на территории которых строительство ГеоТЭС наиболее перспективно, часто представляют собой уникальные ландшафтные комплексы и памятники природы. Они являются важными объектами туризма и могут также представлять исторический интерес. Промышленное использование геотермальных вод может вызвать исчезновение горячих источников или гейзеров, или стать причиной их превращения в фумаролы [6]. Места естественного выхода вод могут даже переместиться на другие участки системы, ухудшив привлекательность ландшафта (его видеоэкологический потенциал) или сделав опасным посещение этой территории.

Однако, как показывает зарубежный опыт, возведение инженерно-технических сооружений далеко не всегда снижает рекреационный и видеоэкологический потенциал территорий. Учет этих проблем при проектировании, строительстве и эксплуатации ГеоТЭС, напротив, может способствовать сохранению туристических объектов, их защите от неблагоприятных природных и антропогенных воздей-

ствий, а также повышению их социальной привлекательности. Так, одной из наиболее известных достопримечательностей Исландии является, так называемая, Голубая Лагуна (Blue Lagoon) на высокотемпературном поле Свартсенги [5]. В настоящее время это, по сути, природно-техногенный объект, облик которого поддерживается работой размещенной здесь ГеоТЭС.

Перспективным представляется также разработка и реализация проектов по инженерно-экологическому обустройству районов ГеоТЭС, создание на их базе специальных природно-техногенных объектов, привлекательных для массового туризма [4]. Это, например, могут быть организованные импульсные выходы пароводяной смеси с регулируемым режимом, высотой и формой струй, или искусственные грифоны, вокруг которых создаются условия для формирования отложений гейзерита. Подобные объекты имитируют наиболее привлекательные для туристов геотермальные объекты, но их массовое посещение более безопасно.

Следует отметить также и то, что строительство бинарных энергоблоков с использованием жидкостей с низкой температурой кипения, делает перспективным строительство ГеоТЭС и на территориях, в пределах которых поверхностные геотермальные явления не выражены.

2. Временное и безвозвратное изъятие участков природной среды, урбанизация территории

При возведении ГеоТЭС к этой группе относится широкий спектр экологических аспектов: проведение буровых работ, выемка грунтов, рытье каналов, бассейнов, возведение запруд при буровых площадках, строительстве производственных и бытовых сооружений, прокладка транспортных коммуникаций и ЛЭП. Проведение рекультивационных и эколого-мелиоративных мероприятий позволяют значительно снизить нежелательные экологические последствия указанной деятельности.

Существует также положительный опыт целенаправленного повышения социальной привлекательности и видеоэкологического потенциала индустриального ландшафта, формирующегося на территориях крупных ГеоТЭС. Это достигается путем оборудования

специальных сооружений, которые могут использоваться в качестве туристического объекта. Примером их являются грязевые котлы, создание которых при ГеоТЭС «Вайракея» в Новой Зеландии на месте естественных геотермальных источников, деградировавших в результате строительства электростанции, вызвало не возмущение общественности, а, напротив, привело к значительному увеличению потока туристов [4].

3. Экологические аспекты, обуславливающие развитие опасных геологических процессов и явлений (ОГПиЯ)

Непродуманное использование геотермальных вод может вызвать целый комплекс различных ОГПиЯ, в том числе сопровождаться проседанием земной поверхности, изменением рельефа территории, вызвать образование оползней и даже провоцировать землетрясения [3, 7]. Проседание происходит, когда скорость извлечения вод из геотермальных систем значительно превышает естественный приток воды в них. Подобные явления отмечались почти во всех районах, где осуществляется промышленное использование геотермальных вод. Однако величина опускания сильно варьирует. На территории геотермальной системы Вайракей в Новой Зеландии максимальное опускание составляет 15 м (400 мм/год) [8], тогда как в районе геотермального поля Свартсенги в Исландии общее опускание менее 28 см (10 мм/год) [5, 9]. В тех случаях, когда опускание достигает значительных величин, происходит образование, так называемой, «депрессивной воронки», обуславливающей трансформацию рельефа, изменение границ поверхностных водных объектов и их режима, и, как следствие, увеличивается риск техногенных аварий, сопровождающихся загрязнением окружающей среды. Так, в результате опускания в районе эксплуатирующейся геотермальной системы Вайракей (Новая Зеландия) наблюдались повреждения трубопроводов, скважин, дорог, линий электропередач и зданий. В долине протекавшего по этой территории ручья возникло новое озеро.

Понижение уровня подземных вод может также привести к образованию или быстрому увеличению «паровой шапки» и последующему кипению и дегазации поля. Такое

развитие может способствовать взрывам, которые приводили в прошлом даже к гибели людей [10].

Извлечение геотермальных вод может также привести к повышению сейсмичности. Подобные явления, например, наблюдались в геотермальной системе Свартсенги (Исландия) [3].

В качестве перспективного природоохранного мероприятия, способного предотвратить или снизить развитие указанных ОГПиЯ, в настоящее время рассматривается «реинжекция» [11], то есть закачка отработанных геотермальных вод в глубинные слои. Однако использование этого метода требует большой осторожности. При определенных условиях реинжекция сама может стать причиной весьма нежелательных явлений, в том числе, привести к повышению сейсмичности [3].

4. Экологические аспекты, оказывающие влияние на микроклимат

На участках геотермальных полей, в пределах которых функционирует подавляющее большинство современных ГеоТЭС, формируются особые климатические условия. Именно этот фактор во многом обуславливает специфичность растительного и животного мира этих территорий, а также их рекреационное значение. По этой причине идентификации данной группы экологических аспектов при размещении и проектировании ГеоТЭС необходимо уделять большее значение, чем при работе с другими объектами. Влияние деятельности, связанной с их строительством и эксплуатацией, может проявляться в противоположных направлениях. С одной стороны, эксплуатация ГеоТЭС вызывает сокращение объема или даже прекращение выброса пара и тепла из естественных геотермальных проявлений. С другой стороны, при бурении скважин на геотермальных полях при строительстве ГеоТЭС выбросы пара способны вызвать значительное повышение температуры и влажности среды, привести к образованию облачности и туманов. Подобные явления происходят и в период эксплуатации геотермальных электростанций, использующих градиент. Значимое влияние могут оказывать большие объемы выбросов пара и воды из глушителей и из регуляторов расхода пара. Все перечисленные выше явления следует

рассматривать в качестве потенциально значимых экологических аспектов.

5. Химическое загрязнение окружающей среды компонентами геотермальных вод и паров

Химическое загрязнение при эксплуатации ГеоЭС происходит, главным образом, в результате выброса в атмосферу пара, газов и аэрозолей, а также отработанных термальных вод в водные объекты или на рельеф. Среди токсичных компонентов геотермальных вод, выход которых может привести к нежелательным экологическим последствиям, отмечены: CO_2 , H_2S , Rn, CH_4 , NH_3 , As, B, Hg, Pb, Cd, Fe, Zn, Mn, Li, Al [3, 5]. Эти вещества могут вызывать отравление и массовую гибель организмов, а также постепенно накапливаться в телах животных и растений. На территории геотермальных систем Южной Камчатки при опытно-эксплуатационных выпусках пароводяной смеси из скважин отмечались случаи отложения из водяного сепарата геля кремнезёма, который покрывал растения, после чего они гибли.

Вместе с тем, рассматривая проблему химического загрязнения среды, следует обратить внимание на то, что выброс в атмосферу и в водные объекты большого количества различных веществ происходит на геотермальных полях и в естественных условиях. Поэтому работа ГеоТЭС далеко не всегда сопровождается значительным повышением их эмиссии. В ряде случаев пуск электростанции даже влечет снижение уровня загрязненности среды в результате внедрения экологически безопасных технологий (например, использования бинарных энергоблоков с реинжекцией отработанных геотермальных вод) и/или осуществления специальных природоохранных мероприятий (строительство отстойников, использование воздушных фильтров и др.).

6. Выброс парниковых газов

При оценке экологической безопасности ГеоТЭС данная проблема носит многоплановый характер. Углекислый газ (CO_2) в больших количествах присутствует в выбросах многих ГеоТЭС. В ряде случаев в них содержится и значительное количество метана (CH_4). Таким образом, формально эксплуатация ГеоТЭС сопровождается выбросом

парниковых газов. Однако не следует забывать, что эти газы и в естественных условиях на геотермальных полях просачиваются в атмосферу. Результаты специальных исследований позволяют считать, что эксплуатация ГеоТЭС не создает дополнительного притока парниковых газов по сравнению с их общим потоком через природные геотермальные объекты, на базе которых они функционируют [3]. На некоторых электростанциях (например, ГеоТЭС «Кизилдер» в Турции) одновременно с выработкой электроэнергии в качестве побочного продукта производства осуществляется добыча CO_2 из подземных вод.

Учитывая изложенное выше, можно сделать вывод, что в тех случаях, когда эксплуатация ГеоТЭС является альтернативой производству электроэнергии на основе сжигания органического топлива, их строительство приводит к значимому уменьшению эмиссии парниковых газов в атмосферу. Например, подсчитано, что введение в эксплуатацию только одного бинарного энергоблока на Паужетской ГеоТЭС, позволит сократить выбросы CO_2 (при необходимом уровне регионального энергопотребления) более чем на 8 тонн/год.

7. Экологические аспекты, оказывающие негативное воздействие на почвенно-растительный покров и животный мир

Возведение ГеоТЭС, как и строительство любого другого производственного объекта, может оказать негативное воздействие на биоту наземных и водных экосистем, привести к утрате местообитаний, гнездовых и нерестилищ, создать препятствия на пути миграции животных (например, в виде новых транспортных коммуникаций). Специфика данной проблемы заключается в том, что на территориях геотермальных полей, где в настоящее время возводится основная часть ГеоТЭС, формируются особые типы почв, растительности, обитают теплолюбивые виды эндемики, не встречающиеся в других местах [12]. Это требует особого внимания к размещению объектов и планированию строительных работ.

Важным фактором, способным оказать значимое воздействие на животный мир, является шумовое загрязнение. В период строительства особенно сильный шум возника-

ет при выпусках скважин. Он может превышать 120 децибелл (болевого порог) и производить, так называемый, «отпугивающий эффект», вызывающий массовый уход животных из находящихся вблизи местобитаний. В период эксплуатации ГеоЭС основной шум создается работой расположенного на подводящем паропроводе регуляторе расхода пара [4]. В особенности шум усиливается в ночное время, когда потребление электрической энергии, вырабатываемой ГеоЭС, снижается.

8. Тепловое загрязнение водных объектов

Технология производства электроэнергии на большинстве ГеоТЭС сопровождается образованием подогретых вод, использовавшихся для конденсации пара, подаваемого на турбины. Объем этих вод значительно меньше, чем на АЭС и ТЭС с открытой системой технического водоснабжения, но все же способен вызвать тепловое загрязнение поверхностных водных объектов и оказать значимое воздействие на их экосистемы. Поэтому на ГеоТЭС средней и большой мощности для обеспечения экологической безопасности необходима организация специальных водоемов-охладителей, в которых сбрасываемые воды охлаждаются до естественного уровня. Целесообразным является создание на базе сбросов подогретых вод так называемых энергобиологических комплексов (ЭБК) [13], включающих тепличные и рыбоводческие объекты.

9. Негативное воздействие на памятники культуры и ритуальные объекты

Оценка данного фактора является обязательным требованием действующего законодательства РФ и международных эколо-

гических стандартов к любой намечаемой деятельности. В отношении объектов геотермальной энергетики данный аспект особенно актуален, поскольку естественные выходы термальных вод с глубокой древности использовались человеком и, в ряде случаев, приобретали культовое, а в последствии и культурно-историческое значение [3 – 4, 6]. Этот фактор необходимо тщательно учитывать при выборе участков размещения ГеоТЭС. Вместе с тем, следует отметить, что строительство геотермальных электростанций при своевременной разработке и реализации комплекса специальных мероприятий может способствовать сохранению памятников культуры и ритуальных объектов. Подобные места, как и уникальная природа геотермальных полей, практически всегда притягивают значительные массы туристов. В тех случаях, когда этот людской поток носит неорганизованный характер, неминуемо возникает угроза сохранности памятников культурно-исторического наследия природы, а иногда и предпосылки для конфликтов на конфессиональной основе. С этой точки зрения, как показывает зарубежный опыт, строительство ГеоТЭС часто может рассматриваться как позитивный фактор. Возникающая одновременно с ней инфраструктура и предусмотренные проектом специальные мероприятия позволяют организовать охрану памятников и режим их посещения, не наносящий ущерба как самим объектам культурно-исторического наследия, так и религиозным чувствам коренных жителей. Кроме того, организация массового туризма создает новые рабочие места и повышает уровень жизни населения.

Ключевые слова: геотермальная энергетика, экологическая безопасность, экологические аспекты, ОВОС, загрязнение окружающей среды, природные геотермальные объекты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Axtman R.C. Environmental impact of a geothermal power plant // Science, 1975. – 187.
2. Webster J.G., Timperley M.H., 1995. Biological impacts of geothermal development. In: Environmental Aspects of Geothermal Development. World Geothermal Congress 1995, IGA pre-congress course, Pisa, Italy.
3. Hunt T., 2001. Five lectures on environmental effects on geothermal energy utilization. United Nations University Geothermal Training Programme 2000, Report 1, Reykjavæk, Iceland.
4. Белоусов В.И., Белоусова С.П. Природные катастрофы и экологические риски геотермальной энер-

- гетики. Учебно-методическое пособие. – Петропавловск-Камчатский: Издательство КГПУ, 2002.
5. Kristmannsdottir H., Armannsson H. Environmental aspects of geothermal energy utilization // Geothermics, 2003. – 32.
 6. Glover R.B., Hunt T.M., Severne C.M. Impacts of development on a natural thermal feature and their mitigation – Ohaaki Pool, New Zealand // Geothermics, 2000. – 29.
 7. Goff S., Goff F. Environmental impacts during development: Some examples from central America // Proceedings of the NEDO International Geothermal Symposium, Sendai, 1997.
 8. Allis R.G. Review of subsidence at Wairakei field, New Zealand // Geothermics, 2000. – 29.
 9. Eysteinnsson H. Elevation and gravity changes at geothermal fields on the Reykjanes peninsula, SW Iceland // Proceedings of World Geothermal Congress, 2000.
 10. Goff S., Goff F. Environmental impacts during development: Some examples from central America // Proceedings of the NEDO International Geothermal Symposium, Sendai, 1997.
 11. Christopher H., Armstead H. Summary of Section V Environment Factors and Waste Disposal // Second United Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources. Washington. Vol. I, 1976. – (XXXVII-XIV).
 12. Чернягина О.А. Флора термальных местообитаний Камчатки //Тр. Камчатского Ин-та экологии и природопользования, 2000. – Вып. 1.
 13. Научное обоснование разработки энергобиологических комплексов. //Сборник научных трудов Гидропроекта. – М., 1986. – Вып. 116.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕЗЕНСКОЙ ПЭС

Безносов В.Н., д. б. н., Суздалева А.Л., д. б. н., Ковалев С.В., к. т. н., ОАО «НИИЭС», Кучкина М.А., к. б. н., МГСУ, Минин Д.В., Митяева Ю.Д., Суздалева А.А., к. т. н., ООО «Альфамед 2000», Фомин Д.В.

В настоящее время эксплуатация приливных электростанций (ПЭС) рассматривается как один из наиболее экологически безопасных способов производства электроэнергии. Однако подобное мнение, как правило, обосновывается не анализом экологических последствий работы ПЭС, а их сравнением с хорошо известными фактами негативного воздействия на окружающую среду других, более традиционных объектов энергетики (ГЭС, ТЭС, АЭС). Действительно, развитие приливной энергетики не требует организации водохранилищ и затопления обширных территорий. Производство электроэнергии на ПЭС не сопровождается значительным выбросом загрязнителей в атмосферу, их сбросом в водные объекты и образованием больших количеств токсичных и радиоактивных отходов. Вместе с тем, подобный взгляд является односторонним и не учитывает комплекса специфических воздействий на окружающую среду, свойственных именно объектам приливной энергетики. Как показал опыт эксплуатации первых ПЭС, их возведение также может повлечь за собой весьма нежелательные экологические последствия, вплоть до мас-

совой гибели большинства видов водных организмов в их бассейнах [1]. При анализе этих событий следует учитывать и то обстоятельство, что все существующие ПЭС — это энергетические объекты относительно небольшой мощности. Если же экстраполировать некоторые экологические эффекты, наблюдавшиеся при их строительстве и эксплуатации на масштабы более крупных объектов (например, крупных ГЭС), то эти явления квалифицировались бы как экологические катастрофы. Это еще раз подтверждает известную истину о том, что полностью экологически безопасных видов деятельности не существует, а необходимый уровень экологической безопасности может быть достигнут только на основе тщательного изучения эффектов, сопутствующих данному виду деятельности и своевременной разработкой мер, направленных на предотвращение ее возможных негативных последствий. Иными словами оценка экологической безопасности проектов ПЭС должна быть не менее тщательной, чем любых других производственных объектов и учитывать все факты неблагоприятного воздействия на окружающую среду, отмеченные

на других аналогичных объектах. Этот методологический подход соответствует одному из базовых принципов экологического законодательства РФ — «презумпции экологической опасности планируемой хозяйственной и иной деятельности»¹.

В отношении проекта Мезенской ПЭС проблема оценки экологической безопасности особенно актуальна. Связано это, прежде всего с тем, что по своим масштабам данный объект не имеет аналогов в области приливной энергетики. Размеры отсекаемой от моря акватории во всех рассматриваемых вариантах проекта составляют несколько тысяч км². Это во много раз больше, чем на любой из ныне действующих ПЭС. В результате реализации проекта Мезенской ПЭС возникнет новый водный объект, сопоставимый по площади с самыми крупными водохранилищами ГЭС. Неминуемо произойдет и существенное изменение экологических условий в отсеченной плотиной части залива. Вместе с тем, своевременная оценка этих изменений и их учет на этапах разработки предпроектной и проектной документации могут не только существенно снизить неблагоприятные экологические последствия, но даже улучшить ситуацию и создать базу для рационального природопользования [2].

Анализ материалов, характеризующих различные виды воздействия на окружающую среду, вызванные строительством и эксплуатацией уже существующих ПЭС, позволяют выделить комплекс значимых негативных экологических аспектов² [3]:

уничтожение донных биоценозов на участках возведения гидротехнических сооружений;

повышение мутности воды и дампинг грунтов вследствие дноуглубительных работ, отсыпки плотин и других видов деятельности в период строительства ПЭС;

снижение естественного водообмена отсеченной части акватории с морем в результате возведения плотины ПЭС и обусловленные этим изменения гидрологического, ледового и гидрохимического режимов;

изменение характера распределения скоростей течений отсеченной и мористой частей акватории ПЭС;

уменьшение амплитуды колебаний уровня воды в отсеченной акватории, приводя-

щее к изменению пространственного распределения биоценозов литорали и верхней сублиторали;

перераспределение донных отложений (размыв подводных грунтов и переотложение наносов, изменение естественного характера процессов осадконакопления), вследствие снижения водообмена и изменения гидродинамических условий;

образование застойных зон и зон сероводородного заражения вблизи гидротехнических сооружений и углублениях дна;

увеличение зависимости отсеченной акватории от терригенных процессов (пресноводного стока, накопления в бассейне ПЭС различных загрязнителей и т.д.);

гибель (травмирование) рыб и планктонных организмов при прохождении вод через гидроагрегаты;

создание труднопреодолимой преграды для мигрирующих видов морских животных в виде плотины ПЭС;

изменение климатических характеристик; воздействия на наземные экосистемы, обусловленные строительством и эксплуатацией объектов ПЭС (производственных и хозяйственно-бытовых объектов; транспортных коммуникаций, ЛЭП и др.).

Одновременно существует и ряд позитивных экологических аспектов ПЭС:

снижение прибойности, уменьшение интенсивности абразионных процессов, защита от стирающего воздействия нагонных льдов;

увеличение защищенности отсеченной части акватории от негативных антропогенных воздействий со стороны прилегающей морской акватории (от нефтяного загрязнения и засорения из других участков морского бассейна и др.).

Следует особо подчеркнуть, что эти воздействия носят потенциальный характер. Сила и характер их проявления во многом зависят от местных условий, а также от технологии строительства и режима эксплуатации ПЭС. При определенных условиях некоторые факторы, в целом считающиеся негативными, могут иметь позитивное значение. Примером является ограничение водообмена, обусловленное возведением плотины ПЭС. Как будет показано ниже, на морскую экосистему Мезенского залива это может оказать как негативное, так и позитив-

ное воздействие. Поэтому, при оценке экологической безопасности проекта конкретной ПЭС ее экологические аспекты должны быть подвергнуты комплексному и непредвзятому анализу.

Результаты проведенных в 2008 г. группой специалистов ОАО «НИИЭС» и ООО «Альфа-мед 2000» инженерно-экологических изысканий (ИЭИ), в настоящее время уже позволяют провести анализ последствия перечисленных выше факторов и, таким образом, осуществить предварительную³ оценку экологической безопасности строительства и эксплуатации Мезенской ПЭС.

Мезенский залив Белого моря является одним из наиболее перспективных участков морского побережья России для сооружения крупной приливной электростанции. Высота сизигийных приливов превышает 10 м. Зона осушки местами доходит до 10 км. Залив открыт штормовым ветрам и подвержен сильному воздействию прибоя, который разрушает его берега. В него впадает одна из крупных северных рек — Мезень и несколько рек меньшего масштаба (Кулой, Койда, Несь, Чижя, Семжа), воды которых несут огромное количество взвеси и обуславливают распреснение значительной части акватории. Интенсивное отложение наносов в сочетании с сильными течениями, воздействием прибоя, низкой прозрачностью вод и распреснением обуславливает низкий уровень биоразнообразия морских сообществ Мезенского залива и их продуктивность [4 – 6].

Научно-техническим центром приливной энергетики (НТЦ ПЭ ОАО «НИИЭС») на этапе обоснования инвестиций строительства Мезенской ПЭС разработаны следующие варианты размещения проектируемых объектов (рис. 1):

вариант 1 — размещение плотины ПЭС в створе IX – мыс Абрамовский – мыс Михайловский;

вариант 2 — размещение плотины ПЭС в створе VIII – мыс Абрамовский – мыс Михайловский;

вариант 3 — размещение плотины ПЭС в створе VII – мыс Абрамовский – мыс Мгла.

Сравнительный анализ данных вариантов по значимым экологическим аспектам свидетельствует о существенном различии

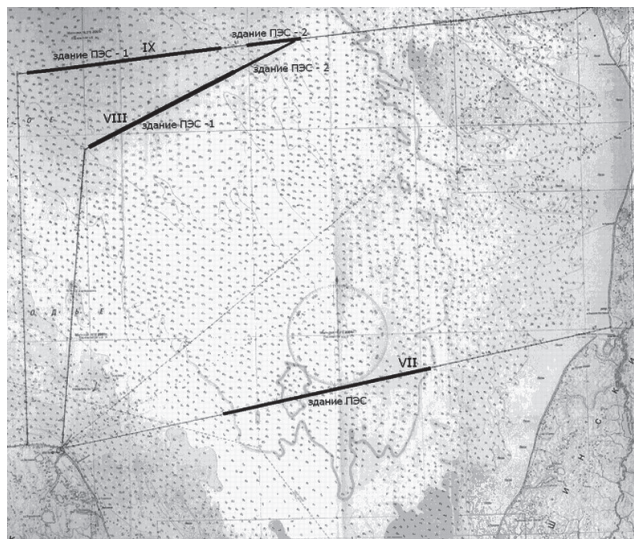


Рис. 1

данных вариантов в степени их экологической безопасности:

1. Уничтожение донных биоценозов на участках возведения гидротехнических сооружений

Строительство Мезенской ПЭС будет осуществляться наплавным способом, который предусматривает изготовление блоков ПЭС вне района ее размещения, с последующей их буксировкой к месту установки. Во всех рассматриваемых случаях конструкция и габариты блоков вписываются в естественный рельеф дна без подводной выемки значительных объемов твердых пород в основании блоков. Из природной среды будут изъяты только участки дна, расположенные непосредственно на участках монтажа блоков. Таким образом, негативные последствия данного экологического аспекта при любом варианте сведены к минимуму.

2. Повышение мутности воды и дампинг грунтов вследствие дноуглубительных работ, отсыпки плотин и других видов деятельности в период строительства ПЭС

Вследствие интенсивной абразии берегов и сильных приливо-отливных течений воды Мезенского залива характеризуются высоким содержанием взвешенных веществ. Их содержание достигает до 5000 г/м³ и более. По этой причине негативное воздействие данного фактора при проведении строительных работ на акватории Мезенского залива не может оказать значимого воздействия на фоне чрезвычайно высокой естественной мутности вод.

3. Снижение естественного водообмена отсеченной части акватории с морем в результате возведения плотины ПЭС и обусловленные этим изменения гидрологического, ледового и гидрохимического режимов

Наплавной способ возведения плотины не требует временной изоляции бассейна во время строительства ПЭС. По предварительным расчетам водообмен между частями Мезенского залива, расположенными севернее и южнее плотины ПЭС при любом варианте сократится не более чем на 40% по сравнению с естественными условиями. Скорость водообмена при оптимальном режиме ПЭС составит 60%. Учитывая высокую естественную подвижность вод Мезенского залива, которая является одним из факторов, ограничивающих биоразнообразие и продуктивность его биоты, можно сделать заключение, что подобное снижение интенсивности водообмена скорее может рассматриваться как позитивный экологический фактор. Благоприятное влияние на водные организмы может оказать и то, что уменьшение водообмена создает здесь условия для более быстрого прогрева вод на мелководье.

Плотина ПЭС будет препятствовать ветровому нагону льда в Мезенский залив, характерному для этого района в течение всего зимнего периода. В результате толщина льда и объем льда в верхнем бьефе ПЭС будет меньше, чем в естественных условиях.

Вместе с тем, сокращение водообмена приведет к тому, что ледообразование на акватории бассейна ПЭС будет начинаться в среднем на 8–10 дней раньше по сравнению с естественными условиями. Толщина льда в южной части Мезенского залива будет на 10–15% больше климатической нормы. Однако маловероятно, что в суровых природных условиях Мезенского залива изменения могут оказать на морскую экосистему значимое негативное воздействие.

Несомненно, снижение водообмена повлечет за собой и изменение гидрохимического режима. Прежде всего, это может сказаться на солёности вод и содержании в них биогенных элементов. Рассматривая влияния ПЭС на солёность вод следует вспомнить, что распределение этого параметра по акватории Мезенского залива носит неравномерный и специфический характер. В его пределах вы-

деляется два эколого-географических района – эстуарный и морской, которые значительно отличаются по своим условиям и составу обитающих в них организмов [4–5]. Эстуарный район, характеризующийся сильным распреснением вод, занимает широкую полосу, протянувшуюся от мыса Нерпинского у устья Кулоя на север вдоль Конушинского берега. Морской район расположен в западной части залива.

По этой причине экологические последствия предлагаемых вариантов размещения плотины ПЭС будут принципиально отличны. Первые два предполагают возведение плотины далеко за пределами барьера солёности и не приведут к принципиальному изменению распределения данного параметра. Можно ожидать только относительно небольшое перемещение границ участков, которое, скорее всего, при соблюдении нормального режима работы ПЭС, будет происходить в пределах многолетних естественных флуктуаций солёностного барьера. В отличие от этого размещение плотины в створе VII (3 вариант) вызовет распреснение отсекаемой акватории и принципиальные изменения состава и характера пространственного распределения морских биоценозов.

Большая часть биогенных элементов (соединений азота и фосфора), приносимых речным стоком, в настоящее время выносятся течением за пределы Мезенского залива [7]. Ограничение водообмена будет способствовать использованию части соединений фитопланктоном и макрофитами. Учитывая крайне низкий уровень биологической продуктивности Мезенского залива, этот фактор можно рассматривать как позитивный.

4. Изменение характера распределения скоростей течений отсеченной и мористой частей акватории ПЭС

Эксплуатация ПЭС вызовет определенные изменения скоростей течения по акватории залива. После перекрытия залива вода в нем будет перемещаться не единым потоком, а отдельными потоками, скорость и направление которых будет определяться размещением и режимом эксплуатации водоводов, проходящих через плотину ПЭС. Как показали результаты специальных исследований и расчеты, проведенные в ходе ИЭИ специалистами-гидрологами географического фа-

культета МГУ им. М.В. Ломоносова, на акватории, прилегающей к центральной части створа (здание ПЭС), высокая скорость течения должна сохраниться и даже возрасти до 2 – 3 м/с. В водопропускных сооружениях она будет достигать 3 – 4 м/с. В районе приоткрытия плотины к берегам, в ее глухой части, скорости течения существенно уменьшатся. Здесь возникнут зоны противотечений, локальные застойные зоны. На некотором расстоянии от плотины произойдет существенное гашение скоростей течения струй воды, поступающей в отсеченную часть акватории ПЭС через водоводы. Скорости течения в Мезенском заливе севернее плотины ПЭС изменятся незначительно. Учитывая высокую естественную подвижность вод Мезенского залива, можно сделать обоснованное заключение, что данный фактор при любом варианте реализации проекта не окажет значимого негативного воздействия на морскую экосистему.

5. Уменьшение амплитуды колебаний уровня воды в отсеченной акватории, приводящее к изменению пространственного распределения биоценозов литорали и верхней сублиторали

Характер данного экологического аспекта определяется режимом эксплуатации ПЭС. Как показывает опыт, при его соблюдении в параметрах, предусмотренных проектной документацией, сдвиг естественной зональности прибрежных биоценозов не достигает масштабов, способных вызвать деградацию морской экосистемы. При нарушениях режима этот фактор может вызвать значительно более серьезные последствия. В связи с этим, следует подчеркнуть, что приводимая ниже оценка справедлива только при соблюдении режима эксплуатации ПЭС, предусматриваемого предпроектной документацией.

Ожидается, что после введения в эксплуатацию Мезенской ПЭС уменьшение среднего сизигийного прилива в ее бассейне составит 3,0 – 3,5 м. Отметки низких вод напротив повысятся на 1,6 м. Одновременно здесь произойдет сдвиг фаз прилива на 2 часа, увеличится продолжительность стояния уровня полной воды (на 1,5 часа и больше). Кроме того, в результате снижения прибойности сократится площадь супралиторали

(зоны, лежащей выше границы прилива и заливаемой во время нагонов и сильного волнения). Учитывая отмелость берегов на значительной части залива, следует ожидать, что эти явления охватят весьма значительные площади прибрежной зоны. Очевидно, что ее общие размеры в первых двух вариантах размещения ПЭС будут существенно больше. Вместе с тем, следует учитывать, что биоценозы литорали Мезенского залива на большей части его береговой линии отличаются крайне низким уровнем видового разнообразия. На многих участках это постоянно перемываемые прибоем (часто сильным) пески, практически лишенные макробентоса. Характерный для Белого моря пояс макрофитов-фукоидов в отсекаемой акватории практически отсутствует. Таким образом, существенного влияния на биоразнообразие и продуктивность морской экосистемы Мезенского залива этот фактор не окажет. На участках мористее плотины, где литоральные сообщества достаточно развиты, приливно-отливные уровни изменятся незначительно.

6. Перераспределение донных отложений (размыв подводных грунтов и переотложение наносов, изменение естественного характера процессов осадконакопления), вследствие снижения водообмена и изменения гидродинамических условий

Поступление в Мезенский залив большого количества взвеси с речным стоком и в результате абразии берегов в условиях снижения подвижности вод создает предпосылки для аккумуляции наносов в бассейне ПЭС. Максимального развития этот процесс достигнет при реализации третьего варианта размещения плотины ПЭС (створ VII), минимального — при реализации первого варианта (створ IX). В последнем случае, при сохранении общей схемы приливно-отливных течений (соблюдения режима работы ПЭС) существенных литодинамических изменений не ожидается. Вместе с тем определенные изменения распределения наносов в отсекаемой акватории будут наблюдаться. Однако достаточно быстро подводный рельеф стабилизируется в равновесном состоянии. Определенное влияние на процессы осадконакопления окажет прогнозируемое снижение абразии берегов, обусловленное сокращением площади

приливной зоны и уменьшением прибойности. Вместе с тем, мористее плотины возможно накопление отложений на ее береговых флангах. Размыв подводных грунтов течениями, образующимися при прохождении вод через водоводы ПЭС, маловероятен.

7. Образование застойных зон и зон сероводородного заражения вблизи гидротехнических сооружений и в углублениях дна

Мезенский залив в течение всего года характеризуется благоприятным кислородным режимом [8]. Его ухудшение и образование сероводородных зон после пуска Мезенской ПЭС маловероятны. Этому способствует характер подводного рельефа (отсутствие котловин и порогов, изолирующих отдельные части дна), а также сохранение при нормальном режиме эксплуатации ПЭС относительно высокой динамичности вод в ее бассейне и достаточно интенсивного водообмена с морем. Некоторое ухудшение кислородного режима возможно вследствие более поздних сроков вскрытия и задержки льда в бассейне ПЭС. Эти явления могут максимально проявиться при реализации третьего варианта (створ VII), однако возникновение гипоксии в любом случае не ожидается.

8. Увеличение зависимости отсеченной акватории от терригенных процессов (пресноводного стока, накопления в бассейне ПЭС различных загрязнителей и т.д.)

Очевидно, что возведение плотины неминуемо приведет в той или иной степени к усилению воздействия на морскую экосистему терригенных процессов. Однако явления, приведшие к значительному ухудшению экологической ситуации в районах некоторых зарубежных ПЭС [1], в существующей ситуации невозможны. Как показали результаты анализов проб воды р. Мезень и других водотоков, впадающих в залив, уровень загрязнителей в них в настоящее время характеризуется как фоновый. Какие-либо крупные промышленные объекты в водосборном бассейне отсутствуют. Вместе с тем, потенциальную опасность приноса в залив загрязнителей и их аккумуляцию в бассейне ПЭС полностью исключить нельзя. Так, при проведении ИЭИ в окрестностях г. Мезени был обнаружен сброс сильно загрязненных нефтепродуктами вод, с выведенного из эксплуатации военного объекта. Как и распреснение подобные воз-

действия наиболее ощутимо будут проявляться при реализации третьего варианта размещения плотины ПЭС (створ VII) в силу меньших размеров акватории, на которой будет задерживаться поток загрязнителей.

9. Гибель (травмирование) рыб и планктонных организмов при прохождении вод через гидроагрегаты

Негативное воздействие данного фактора практически одинаково будет проявляться при любом варианте размещения ПЭС. Однако следует отметить, что технологии, применяемые на ПЭС, и ряд специальных природоохранных мер позволяют существенно его минимизировать. Через используемые в гидроагрегатах ортогональные турбины, в отличие от турбин, применяемых на ГЭС, большая часть мальков рыб и планктона проходит неповрежденной [9].

10. Создание трудно преодолимой преграды для мигрирующих видов морских животных в виде плотины ПЭС

Эстуарий рек Мезени и Кулоя является местом нагула полупроходных рыб: корюшки, камбалы, миноги, сига. Кроме того, в них и в другие реки, впадающие в Мезенский залив, заходит на нерест семга. Возведение плотины ПЭС создаст определенные трудности для миграции рыб. Для решения данной экологической проблемы проектом предусматриваются специальные рыбопропускные устройства. Здесь также следует подчеркнуть, что эффективность работы этих устройств заметно выше, чем на ГЭС и других плотинных сооружениях. Связано это с тем, что перепад уровня на плотине приливной электростанции относительно невелик – всего несколько метров (на ГЭС он составляет несколько десятков, а иногда и сотен метров). Принципиальным отличием является и то, что вода через плотину ПЭС движется не в одном, а в двух периодически меняющихся направлениях. При этом напор вод в рыбходах значительно изменяется в зависимости от фазы приливо-отливных колебаний уровня моря. Поэтому, хороший эффект в данном случае может дать использование так называемого «ниточного рыбхода». Он состоит из ряда каналов, проходящих сквозь плотину. На каждом таком канале или нити располагается от одной до трех камер, то есть бассейнов, где движение воды замедляется.

В зависимости от числа этих камер скорость потока воды в разных нитках рыбоходов постоянно отличается. Поэтому в каждый момент времени, хотя бы в одном рыбоходе, существуют условия для миграции рыбы. Кроме того, во всех камерах могут быть размещены специальные камни-убежища, стоя за которыми рыба может переждать период максимальной скорости движения вод. Возможны и другие решения.

Значительно большую сложность представляет собой решение проблемы миграции морских млекопитающих, из которых в Мезенском заливе постоянно встречается кольчатая нерпа, гренландский тюлень и белуха. Все эти виды относятся к категории промысловых, однако их организованный промысел в акватории Мезенского залива в настоящее время не ведется. Меры по обеспечению биологической проницаемости плотины ПЭС для этих видов возможно будут разработаны на последующем этапе проектирования.

11. Изменение климатических характеристик

В зимний период в местах сброса вод из гидроагрегатов будут образовываться полыньи, площадь которых будет расти по мере ввода новых гидроагрегатов. Это вызовет некоторое повышение средней температуры воздуха в районе плотины в зимнее время. Одновременно может увеличиться влажность воздуха, участиться образование туманов. Воздействие этих факторов на наземную биоту и население в настоящее время не поддается однозначной оценке. В подобной ситуации одни организмы могут испытывать негативное воздействие, тогда как для других, например, для некоторых видов зимующих морских птиц, это создаст более благоприятные условия. Но в любом случае значимое изменение климатических параметров будет носить сугубо локальный характер.

12. Воздействия на наземные экосистемы, обусловленные строительством и эксплуатацией объектов ПЭС (производственных и хозяйственно-бытовых объектов; транспортных коммуникаций, ЛЭП и др.)

Масштаб возможного воздействия строительства ПЭС на почвенно-растительный покров незначителен и ограничивается небольшой площадью земель, отводимых под сооружение производственных и бытовых

объектов, подъездных путей и ЛЭП. В пределах прилегающих к Мезенскому заливу территорий могут встречаться некоторые редкие и охраняемые виды животных в том числе дикий северный олень. Однако непосредственно в зоне планируемого размещения наземных объектов ПЭС постоянные местообитания этих видов отсутствуют. К тому же производственное здание электростанции, являющееся единственным источником постоянных шумов (шумового загрязнения) при любом варианте проекта находится в центральной части плотины, достаточно удаленной от прибрежных территорий. Следовательно, «отпугивающий» эффект работы ПЭС (или так называемый «фактор беспокойства») также сведен к минимуму.

Ближайшими особо охраняемыми природными территориями (ООПТ) являются Ненецкий заповедник и Ненецкий Федеральный заказник. Их территории находятся вне зоны возможного влияния проектируемой ПЭС. Объекты культурно-исторического наследия на участке размещения Мезенской ПЭС также не обнаружены в ходе проведенных ИЭИ.

13. Снижение прибойности, уменьшение интенсивности абразионных процессов, защита от стирающего воздействия нагонных льдов

Перечисленные факторы входят в число главных причин, обуславливающих низкие биоразнообразие и продуктивность Мезенского залива. Этому же способствует и высокая мутность воды, основная причина которой — абразионные процессы и интенсивная гидродинамика. Так, средняя биомасса фитопланктона в вегетационный период по данным ИЭИ не превышает 3 г/м^2 , тогда как в Онежском заливе — 6 г/м^2 , а в Двинском заливе — 15 г/м^2 [6]. Зоопланктон Мезенского залива отличается самым бедным видовым составом среди всех районов Белого моря (включая Воронку и Горло). За весь период исследования здесь обнаружено всего около 20 видов зоопланктона, тогда как в Онежском заливе их 53, а в Кандалакшском заливе — 75. Средняя биомасса зоопланктона в период летнего максимума составляет 25 мг/м^3 , что в три раза меньше, чем соответствующий показатель в Онежском заливе, и в 6 раз меньше, чем в Двинском заливе.

Возведение плотины ПЭС существенно снизит влияние прилива и интенсивность абразионных процессов. В результате можно ожидать, что на некоторых участках прибрежной зоны возникнут более продуктивные биоценозы, аналогичные тем, которые распространены в других частях Белого моря. Снижение мутности воды будет способствовать развитию фитопланктона, являющегося основой пелагических сообществ. С экологической точки зрения наиболее оптимальным представляется первый вариант размещения ПЭС (створ IX). Во-первых, в этом случае под защитой плотины оказывается большая по площади акватория. Во-вторых, как уже указывалось выше, в этом случае отсутствует угроза распреснения отсеченной акватории.

14. Увеличение защищенности отсеченной части акватории от негативных антропогенных воздействий со стороны прилегающей морской акватории

Вход в Мезенский залив находится на пути интенсивных морских перевозок. В связи с этим данная акватория испытывает постоянное техногенное воздействие. Достаточно велика вероятность аварий, сопровожда-

ющихся выливом значительных количеств нефтепродуктов и иных загрязнителей. Водоводы ПЭС планируется оборудовать сорозадерживающими устройствами. Таким образом, ПЭС будет выполнять функции экологозащитного сооружения.

Изложенные в статье выводы и оценки в краткой форме можно резюмировать следующим образом:

предварительная оценка экологической безопасности проекта Мезенской ПЭС показала, что при условии соблюдения предусмотренных в нем технологий строительства и режима эксплуатации, его реализация не может вызвать деградации морской и наземных экосистем данного региона;

предпочтительным вариантом размещения Мезенской ПЭС является створ IX (мыс Абрамовский – мыс Михайловский), реализация этого варианта, предусматривающего наибольший размер бассейна ПЭС, вызовет минимальное негативное воздействие на окружающую среду;

возведение плотины ПЭС в створе IX создаст предпосылки для повышения биоразнообразия и роста продуктивности Мезенского залива.

¹Закон «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 года №7-ФЗ, статья 3.

²В соответствии с пунктом 3.6. ГОСТ Р ИСО 14001-2007 под экологическим аспектом (environmental aspect) понимается любой элемент деятельности, который может взаимодействовать с окружающей средой. Значимым экологическим аспектом считается тот, который оказывает или может оказать значительное воздействие на окружающую среду.

³Окончательная оценка экологической безопасности возможна только после выбора варианта проекта и проведения дополнительных ИЭИ, программа которых скорректирована с утвержденными проектными решениями.

Ключевые слова: Мезенская ПЭС, Белое море, экологическая безопасность, приливная энергетика, экологические аспекты, биоразнообразие, загрязнение окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марфенин Н.Н., Малютин О.И., Пантюлин А.Н., Перцова Н.М., Усачев И.Н. Влияние приливных электростанций на окружающую среду. – М.: МГУ им. М.В.Ломоносова, 1995.
2. Безносков В.Н., Демиденко Н.А., Кучкина М.А., Макаревич П.Р., Прищеп Б.Ф., Суздалева А.Л. Прогнозируемые экологические и социально-экологические последствия строительства Северной и Мезенской ПЭС // Гидротехническое строительство, 2009. – №7.
3. Суздалева А.Л., Кучкина М.А., Суздалева А.А. Оценка экологических и социально-экологических последствий реализации проекта Мезенской ПЭС // Экология и развитие общества. Материалы XII Международной конференции. – С.Пб.: МАНЭБ, 2009.
4. Гурьянова Е.Ф. Краткие результаты гидробиологических исследований Мезенского залива летом 1952 года // Материалы по комплексному изучению Белого моря. Вып. I. Изд-во АН СССР. – М. – Л., 1957.
5. Наумов А.Д., Бабков А.И., Луканин В.В., Федяков В.В. Экологические исследования донных орга-

низмов Белого моря //Сборник научных трудов (Проект «Белое море»). –Л., 1986.

6. Berger V., Dahle S., Galaktionov K., Kosobokova X., Nauvov A., Ratkova T., Savinov V., Savinova T. White Sea. Ecology and environment.- 2001. Derzavets Publisher. St. Petersburg - Tromse.

7. Максимова М.П. Содержание биогенных элементов и баланс азота, фосфора, кремния в Белом море // Океанология, 1978. Т.18. Вып.17.

8. Гидрометеорология и гидрохимия морей СССР. Т. II. Белое море. Вып. 1. Гидрометеорологические условия. –Л.: Гидрометеиздат, 1991.

9. Усачев И.Н. Гидробиологический мониторинг выживаемости рыбного стада и планктона на низко-напорных ГЭС и ПЭС //Безопасность энергетических сооружений, 2003. Вып. 12.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАНДАРТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МФК ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И СОЦИАЛЬНОЙ ЗНАЧИМОСТИ ПРОЕКТОВ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Безносков В.Н., д. б. н., Суздалева А.Л., д. б. н., ОАО «НИИЭС», Эль-Шаур Хаям И.А., к. э. н., Арабская республика Египет, Московский государственный лингвистический университет

Под альтернативной энергетикой подразумевается совокупность новых перспективных способов получения энергии, которые к настоящему времени еще не получили широкого распространения. Нетрадиционный подход к решению проблемы всегда включает значительную неопределенность конечных результатов. Поэтому, особенностью проектов альтернативной энергетики являются высокие финансовые риски. Вместе с тем, ряд причин обуславливает настоятельную необходимость интенсивного развития принципиально новых способов промышленного производства электроэнергии. Во-первых, дальнейшее развитие энергетике, ограниченное традиционными направлениями, сопряжено с рядом экологических последствий, которые, в конечном счете, могут стать причиной значительных экономических ущербов и социальных бедствий (например, в результате различных явлений, обусловленных глобальным потеплением). Во-вторых, потенциал традиционных энергетических ресурсов ограничен. Во многих странах это основной фактор, препятствующий их экономическому развитию. В-третьих, развитие альтернативной энергетике способно в значительной мере решить проблемы, связанные с обеспечением электроэнергией районов, находящихся на значительном удалении от крупных объектов энергетике, способствовать развитию их инфраструктуры, решению демографических проблем. Диверсификация энергетике, постепенное повышение роли альтернативных

способов производства электроэнергии и объектов малой энергетике на современном этапе является важным фактором, определяющим дальнейший путь развития человеческой цивилизации.

Для реализации потенциальных возможностей альтернативной энергетике необходимо преодолеть противоречие между низкой инвестиционной привлекательностью разрабатываемых проектов, обусловленной финансовыми рисками, и их экологической и социальной перспективностью. В настоящее время эта проблема успешно решается во многих странах путем целенаправленной финансовой поддержки со стороны крупных международных финансовых организаций. Например, в 2010 г Египет получил льготный кредит Всемирного банка в 220 млн.долл. США для дальнейшего развития ветроэнергетике [1]. В стране также интенсивно развивается солнечная энергетике [2]. Прогнозируется, что к 2020г. в Египте на долю ветроэнергетике и других экологически чистых объектов альтернативной энергетике будет приходиться 20% от общей выработки электроэнергии. Аналогичные действия предпринимаются и во многих других странах [3]. В целом развитие альтернативной энергетике может рассматриваться как одно из условий устойчивого развития экономики, провозглашенного в качестве базового принципа экологической стратегии международного финансового сообщества, объединенного в «Группе всемирного банка» [4].

В своей сути принцип «устойчивого развития» подразумевает решение экономических проблем в едином комплексе с экологическими и социальными. Для практического осуществления этой задачи разработан комплекс международных правил, наибольшую значимость из которых в настоящее время имеет Политика социальной и экологической устойчивости [5] и Стандарты деятельности Международной финансовой корпорации (МФК) [6]. МФК является одним из основных институтов «Группы всемирного банка», поэтому требования ее стандартов распространяются на деятельность всех финансовых учреждений, входящих в это объединение.

Несмотря на то, что в ряде официальных документов МФК отражено намерение стимулировать и финансово поддерживать развитие низкоуглеродной и экологически чистой альтернативной энергетики, на практике этот процесс отработан еще недостаточно. Одно из главных затруднений заключается в разобщенности и несогласованности действий разных сторон, то есть финансовых организаций и разработчиков проектов.

Для того чтобы получить финансирование из зарубежных источников разработчик проекта должен обосновать его экологическую безопасность и социальную значимость в соответствии требованиям стандартов МФК. Очевидно, что в оптимальном варианте эти требования должны учитываться на самых ранних стадиях принятия инженерно-конструкторских решений. Однако, как показывает опыт, многие проектанты либо

не знакомы с содержанием стандартов МФК, либо испытывают затруднения при их практическом применении.

В связи с этим, при написании данной статьи, авторы преследовали цель упростить для специалистов, разрабатывающих и внедряющих инновационные решения в области энергетики, информационную доступность стандартов МФК и дать практические рекомендации по разработке проектной документации в соответствии с их требованиями. Это подразумевало решение следующих задач:

- выделение из большого массива информации, содержащейся в официальных документах МФК¹, требований, наиболее важных при разработке проектов альтернативной энергетики;
- адаптацию содержащихся в стандартах формулировок, применительно к сфере альтернативной энергетики;²
- разработку рекомендаций по учету этих требований при оформлении проектной документации.

Полученные результаты представлены в табл. 1. Следует особо подчеркнуть, что предлагаемые материалы носят выборочный характер и полностью не отражают всей совокупности положений и требований стандартов МФК. Однако выполнение приведенных рекомендаций позволяет скомпоновать и представить проектные материалы в таком виде, который необходим для проведения результативных консультаций с представителями финансовых организаций, входящих в «Группу всемирного банка».

Таблица 1

Рекомендации по выполнению требований и положений Политики социальной и экологической устойчивости и Стандартов деятельности МФК, необходимые для разработки экологического обоснования проектов альтернативной энергетики.

Название официального документа	Требования и положения официальных документов	Необходимые действия и рекомендации по их выполнению
1	2	3
Политика социальной и экологической устойчивости МФК	МФК поддерживает проекты: способствующие повышению уровня жизни населения (р. 2, п. 7) ¹ ; способствующие минимизация негативного воздействия на ОС (р. 2, п.8); использующие технологии, снижающие уровень выброса ПГ (р. 2, п. 9); включающие конечную доставку населению основных услуг, в т.ч. электроснабжение (р. 3, п. 37).	Обоснование соответствия проекта целям Политики МФК. Рекомендации: В вступительном разделе проектной документации необходимо указать, что цели проекта соответствуют Политике и Стандартам деятельности МФК, для чего в краткой форме: дать развернутый анализ позитивного влияния реализации проекта на условия и качество жизни населения, включая как прямые выгоды (новые рабочие места, снижение тарифов на электроэнергию и т.д.), но и косвенные выгоды, связанные с развитием инфраструктуры;

Таблица 1 (продолжение)

1	2	3
Политика социальной и экологической устойчивости МФК	<p>МФК поддерживает проекты: способствующие повышению уровня жизни населения (р. 2, п. 7); способствующие минимизации негативного воздействия на ОС² (р. 2, п.8); использующие технологии, снижающие уровень выброса ПГ (р. 2, п. 9); включающие конечную доставку населению основных услуг, в т.ч. электроснабжение (р. 3, п. 37).</p>	<p>провести сравнительный анализ основных параметров воздействия на ОС (площади землеотвода, количества отходов, объема выбросов и сбросов) относительно альтернативного варианта решения проблемы; осуществить расчеты, характеризующие снижение количества выбросов ПГ в абсолютном выражении и/или на единицу вырабатываемой мощности, по сравнению с альтернативным вариантом решения проблемы.</p> <p>Обоснование соответствия проекта целям Политики МФК. Рекомендации: В вводном разделе проектной документации необходимо указать, что цели проекта соответствуют Политике и Стандартам деятельности МФК, для чего в краткой форме: дать развернутый анализ позитивного влияния реализации проекта на условия и качество жизни населения, включая как прямые выгоды (новые рабочие места, снижение тарифов на электроэнергию и т.д.), но и косвенные выгоды, связанные с развитием инфраструктуры; провести сравнительный анализ основных параметров воздействия на ОС (площади землеотвода, количества отходов, объема выбросов и сбросов) относительно альтернативного варианта решения проблемы; осуществить расчеты, характеризующие снижение количества выбросов ПГ в абсолютном выражении и/или на единицу вырабатываемой мощности, по сравнению с альтернативным вариантом решения проблемы.</p>
Политика социальной и экологической устойчивости МФК	<p>МФК подразделяет проекты на (р. 3, п. 31): проекты категории А: с высокими СР или ЭР и необратимыми воздействиями на ОС; проекты категории В: с воздействиями, затрагивающими только территорию непосредственной реализации проекта; проекты категории С: с минимальными неблагоприятными СР или ЭР. проекты категории ФП: Финансирование через посредников.</p>	<p>Обоснование категории проекта (категория проекта определяет объем (и стоимость) работ по оценке воздействия на ОС, а также объем необходимых природоохранных мероприятий). Рекомендации: Объекты малой энергетики могут быть отнесены к категориям В и С, поэтому в вводном разделе проектной документации необходимо обосновать отнесение проектируемого объекта к соответствующей категории. Для обоснования категории проекта необходимо: определить и зафиксировать на картографическом материале границы зоны потенциально значимого воздействия планируемой деятельности на ОС (по границам землеотвода; распространению шумов и т.п.); документировано согласовать границы зоны воздействия с органами власти в области охраны природы; обосновать принципиальную невозможность каких-либо существенных изменений ОС и ухудшение жизни населения в пределах зоны воздействия проектируемого объекта.</p>
	<p>МФК на стадии проектирования требует разработать следующие основные документы: - политика (п.5); - оценка и обоснование СР и ЭР (п.п. 6-16);</p>	<p>Рекомендации: Политика. При отсутствии корпоративной экологической политики, соответствующей требованиям МФК, желательно разработать документ «Политика в области экологической безопасности и защиты населения Проекта...», в котором декларировать основные принципы безопасности ОС и прогнозируемые показатели улучшения социально-экономических условий.</p>

¹ В каждом требовании указывается раздел (р) и пункт (п) официального документа, указанного в столбце 1.

² В таблице используются следующие сокращения: ОС – окружающая среда; ПГ – парниковые газы; СР – социальные риски; ЭР- экологические риски; ООС – охрана окружающей среды; ОСЗТ – охрана окружающей среды, здоровья и труда.

Таблица 1 (продолжение)

1	2	3
<p>Стандарт деятельности 1 Оценка социальных и экологических рисков и воздействий и управление ими.</p>	<p>- план мероприятий по смягчению экол. и соц. последствий (п.17); - аварийная готовность и аварийное реагирование (п.20); - взаимодействие с заинтересованными сторонами п.п. 22-28) - мониторинг и проверка (п.п. 34-35).</p>	<p>Оценка СР и ЭР. Проекты категории С не требуют разработки развернутого обоснования экологической и социальной безопасности. Для проектов, отнесенных к категории В, оценка ЭР может быть выполнена в рамках типового раздела проектной документации «ООС» или типового «ОВОС». Для оценки СР желательно ввести отдельный раздел «Оценка воздействия проекта на социально-экономические условия региона», в который рекомендует-ся включить следующие пункты: влияние проекта на условия жизни населения; план мероприятий по смягчению экологических и социальных последствий; аварийная готовность и аварийное реагирование. Взаимодействие с заинтересованными сторонами. Для удовлетворения этого требования желательно разработать документ «Анализ заинтересованных сторон (Идентификация стейкхолдеров) и планирование взаимодействия с ними», к которому приложить документы общественных обсуждений (с указанием адреса подачи замечаний от населения), консультаций с местными органами и публикации в СМИ по данному проекту. Мониторинг и проверка. Желательно план экологического и социального мониторинга оформить как в виде отдельной части ООС. В него необходимо также поместить результаты внутреннего экологического аудита проектной документации. Для проектов категории В желательно провести независимый с экологический аудит.</p>
<p>Стандарт деятельности 2. Рабочий персонал и условия труда</p>	<p>МФК требует: - обеспечение работников надлежащими бытовыми и санитарными условиями (п.11); - соблюдения национального трудового законодательства (п. 12-13); - недопущения дискриминации на этнической или иной основе (п.14); - недопущение детского и принудительного труда (п.п. 19-20); - обеспечение техники безопасности работ (п. 21).</p>	<p>Рекомендации: - В вводной части и в разделе «Оценка воздействия проекта на социально-экономические условия региона» следует, сославшись на стандарт МФК, указать количество рабочих мест, образующихся в результате реализации проекта, в т.ч. предоставляемых местному населению; - В случае реализации проекта на территории РФ в части проектной документации, касающейся организации работ, следует указать, что требования МФК к рабочему персоналу и условиям труда гарантируются соблюдением Законодательства РФ; - При реализации проектов на территории других государств, требования, указанные в столбце 2, необходимо подтвердить в развернутой форме.</p>
<p>Стандарт деятельности 3. Предотвращение и уменьшение загрязнения окружающей среды</p>	<p>Согласно требованиям МФК клиент обязан: - не допускать загрязнения ОС (выбросами, сбросами, отходами), а где это невозможно – стремиться к минимизации загрязнения (п.п.4-5, 10); - использовать ресурсы наиболее рациональными и эффективными способами (п.п. 6, 9); - используя стандартные методы, оценивать объемы выбросов ПГ и принимать меры по их минимизации (п.п. 7 – 8).</p>	<p>Рекомендации: - На соблюдение требований, указанных в столбце 2, необходимо указать в соответствующих разделах ООС, сославшись на перечисленные пункты стандарта МФК. Обязательно в развернутой форме обосновать сокращение объемов ПГ и других загрязнителей по сравнению с выработкой того же количества электроэнергии традиционными способами. - Более желательно включить в состав ООС отдельную часть «Предотвращение и уменьшение загрязнения окружающей среды», сославшись не только на соответствующий стандарт МФК, но и на документ «Руководящие принципы Группы организаций Всемирного банка по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ)» [7].</p>

Таблица 1 (продолжение)

1	2	3
<p>Стандарт деятельности 4. Охрана здоровья и обеспечение безопасности населения</p>	<p>Данный стандарт требует, чтобы деятельность по проекту и создаваемая им инфраструктура приносили пользу местному населению (в т.ч. в плане трудоустройства) и способствовали экономическому развитию (п.1). Кроме того, клиент должен оценивать риски и вредные воздействия на здоровье (п.5)</p>	<p>Рекомендации: На соблюдение требований данного стандарта следует указать в разделах проектной документации, касающейся вопросов охраны труда и безопасности оборудования. При этом полезно также указать на соответствие требований по организации производства положениям документа «Руководящие принципы Группы организаций Всемирного банка по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ)» [7]. Кроме того, рекомендуется обосновать, что предлагаемый альтернативный способ производства электроэнергии менее опасен для здоровья, чем работа на традиционных объектах.</p>
<p>Стандарт деятельности 5. Приобретение земельных участков и вынужденное переселение</p>	<p>Клиент должен избежать или по возможности сократить масштабы вынужденного переселения (п. 9). В случае неизбежного перемещения, клиент разрабатывает План переселения и/или компенсации (п. 15) Следует обратить внимание, что стандарт МФК трактует понятие «вынужденное переселение» широко. Оно включает не только переселение на новое место, но и нарушение экономического положения в т.ч. утрату доступных природных ресурсов, являвшихся источником дохода (п.1)</p>	<p>Рекомендации: Как правило, проекты альтернативной энергетики не предполагают вынужденного переселения. Однако этот факт необходимо обосновать в отдельной части проектной документации «Оценка воздействия проекта на социально-экономические условия региона». В том случае, когда при реализации проекта вынужденное переселение неизбежно, необходимо составление и согласование «Плана переселения и/или компенсации» и включение его в состав проектной документации. Данная работа требует детального знакомства со стандартами и в рамках настоящей статьи не рассматривается.</p>
<p>Стандарт деятельности 6. Сохранение биоразнообразия и рациональное использование природных ресурсов</p>	<p>Данный стандарт в качестве приоритетного требования указывает не только на сохранение биоразнообразия, но и на так называемые «Экосистемные услуги», под которыми подразумеваются услуги снабжения (обеспечение продовольствием, пресной водой, жильем, древесиной), услуги регулирования (очистка воды, хранение и связывание углекислого газа, регулирование климата, защита от стихийных бедствий), а также природно-культурные услуги (культурное наследие и священные места, связанные с биоразнообразием (п.1). Особое внимание уделяется характеру территории, на которой предполагается реализация проекта. Местообитания (территории) делятся на модифицированные, естественные и критически важные (п. 7). Сохранение биоразнообразия подразумевает также предотвращение случайного вселения чуждых видов (п.п.19-20).</p>	<p>Рекомендации: Обоснование соблюдения требований сохранения биоразнообразия и экосистемных услуг можно распределить между отдельными подразделами «ООС» и «Оценки воздействия проекта на социально-экономические условия региона». Однако предпочтительнее включить в состав проектной документации самостоятельный раздел «Сохранение биоразнообразия и экосистемных услуг», что, несмотря на почти неизбежный повтор материалов, обеспечит соответствие требованиям стандарту МФК. В этом разделе также необходимо провести сравнительный анализ экологичности альтернативного способа производства электроэнергии. В том случае, если реализация проекта осуществляется в районах с преобладанием естественных местообитаний и, тем более, критически важных (участки обитания редких видов и др.), в проектной документации необходимо подчеркнуть, что только развитие альтернативной энергетики при решении насущных социально-экономических проблем данного региона может сохранить эти местообитания, не вызовет их деградации, и не создаст опасности вселения чуждых видов (например, в результате интенсивных перевозок материалов из других регионов).</p>

Примечания. Следует отметить, что в 2010 г. вступила в действие новая редакция Стандартов деятельности МФК, существенно отличающаяся от ранее применявшейся версии 2006 г. Полнообъемные формулировки официальных документов не позволяют в сжатой форме обсудить суть проблем и дать рекомендации по их решению. Указание разделов и пунктов в таблице 1 позволяют желающим ознакомиться с полным текстом всех указанных положений.

Ключевые слова: альтернативная энергетика; экологическая безопасность; стандарты деятельности МФК; парниковые газы; Политика социальной и экологической устойчивости; охрана окружающей среды, здоровья и труда.

ЛИТЕРАТУРА

1. Обзор прессы. Египет. Электроэнергетика. 23 мая 2010 г. // <http://www.polpred.com>
2. **Беляков В.В.** Энергетика Египта: от нефти к атому // Азия и Африка сегодня, 2010, – №3
3. **Пискулова Н.А.** Киотский протокол: возможности для России. – М.: МГИМО, WWF России, 2006.
4. **Экологическая стратегия** Группы организаций Всемирного банка. Концептуальная записка. 5 августа 2009 года // <http://www.worldbank.org>
5. **International Finance Corporation's. Policy on Social and Environmental Sustainability** April 14, 2010 // <http://www.ifc.org>
6. **International Finance Corporation's. Performance Standards on Social and Environmental Sustainability.** April 14, 2010 // <http://www.ifc.org>
7. **Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда** (Руководящие принципы Группы организаций Всемирного банка по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ)). Международная финансовая корпорация Группа всемирного банка 30 Апреля 2007 г. // <http://www.ifc.org>
8. **Родионов В.Б., Безносков В.Н., Волшанник В.В., Суздалева А.Л.** Реальные пути решения проблем малых рек России // Наука Москвы и регионов. Инновации, разработки, производство. 2004. – №3.
9. **Белоусов В.И., Белоусова С.П.** Природные катастрофы и экологические риски геотермальной энергетики. Петропавловск-Камчатский: Издательство КГПУ, 2002.

НАУЧНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ ШКОЛА «ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ» В
МОСКОВСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ УНИВЕРСИТЕТЕ ИМЕНИ М.В.ЛОМОНОСОВА

*Киселева С.В., к.ф.-м.н., Нефедова Л.В., к.г.н., Лаборатория Возобновляемых источников энергии
Географического ф-та МГУ им. М.В. Ломоносова*

Оргкомитет Всероссийской научной молодежной Школы «Возобновляемые источники энергии» с международным участием приглашает студентов, магистрантов, аспирантов, молодых научных сотрудников, преподавателей, принять участие в очередной VII Школе, которая состоится 24 – 26 ноября 2010 г. на географическом факультете Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова. Школа проводится совместно с ОИВТ РАН при финансовой поддержке Российского Фонда Фундаментальных исследований.

Научная программа Школы

В рамках VII Научной молодежной Школы планируется проведение лекций ведущих специалистов в области ветровой, солнечной, геотермальной энергетики, малой гидроэнергетики, использования биомассы для энергетических целей, экономики возобновляемых источников энергии и их воздействия на окружающую среду и др.

В программу Школы входят также устные и стендовые доклады студентов, магистрантов, аспирантов, молодых ученых и специалистов с последующим обсуждением представленных работ, проведением конкурса работ и награждением победителей; посещение лабораторий и кафедр МГУ, ИВТ РАН и ВИЭСХ РАСХН.

Основные направления работы Школы:

общие проблемы возобновляемой и традиционной энергетики;

современное состояние и перспективы развития возобновляемой энергетики в России и в мире;

научно-технические проблемы использования возобновляемых источников энергии;

новые технологии в возобновляемой энергетике; водородная энергетика; гибридные системы; нанотехнологии, геоинформационные технологии;

эколого-географические аспекты развития возобновляемых источников энергии; воздействие объектов традиционной и возобновляемой энергетики на окружающую среду;

возобновляемая энергетика и устойчивое развитие;

экономика возобновляемых источников энергии;

образование в области возобновляемой энергетики;

нормативно-правовые аспекты возобновляемой энергетики.

К участию в Школе приглашаются студенты, магистранты, аспиранты, молодые научные сотрудники, преподаватели и специалисты в возрасте *до 35 лет*. Желающие принять участие в работе Научной молодежной Школы должны выслать **заявку** и **доклады** в адрес Оргкомитета. Дальнейшая информация и подробная программа Школы будет размещена на сайтах www.geogr.msu.ru и <http://rse.ucoz.ru>.

К началу работы Школы планируется издание материалов Научной молодежной Школы. Докладчикам для своевременной подготовки к публикации материалов Школы необходимо направить заявку и материалы докладов в адрес Оргкомитета Школы или электронной почтой по E-mail: rsemsu@mail.ru.

Срок приема докладов — до 01 октября 2010 г.

Научная молодежная Школа «Возобновляемые источники энергии» в МГУ им.М.В. Ломоносова является традиционной — первая Школа состоялась еще в 1999 г. С тех пор прошло более десяти лет, интерес к проблемам использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) значительно возрос, существенно увеличилось количество участников Школы, расширилась география, возрос научный уровень представленных докладов молодых исследователей.

В работе предыдущей VI Школы в 2008 г. приняли участие более 250 аспирантов, студентов и молодых ученых и преподавателей высших учебных заведений, НИИ РАН, государственных, производственных и общественных организаций России: МГУ им. М.В. Ломоносова (факультеты — географический, геологический, химический, эконо-



Президиум Школы-2008

мический, наук о материалах, ИСАА), ведущих московских ВУЗов: МЭИ (ТУ), МАИ (ТУ), МГТУ им. Н.Э. Баумана, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ВШЭ, ГУУ, МАМИ (ГТУ), МГУИЭ, а также С.-Пб. ГПУ, Иркутский ГТУ, КубГАУ, Южнороссийский ГТУ, Южно-Уральский ГУ, Орловский ГУ, Воронежский ГУ, Нижегородский ГТУ, Марийский ГУ, ОИВТ РАН, ВИЭСХ РАСХН, Институт географии РАН, Институт физики полупроводников СО РАН (г. Новосибирск), Институт проблем геотермии ДНЦ РАН (г. Махачкала), Институт фундаментальных проблем биологии РАН (г. Пущино), Физико-технический институт им. А.Ф. Иоффе РАН (г. Санкт-Петербург), Институт «Ростовтеплоэлектропроект», НИИ энергетики и энергосбережения нефтегазового комплекса (г. Тюмень), НИИ институт энергетических сооружений (Москва).

VI научная молодежная Школа проходила с международным участием, большую заинтересованность продемонстрировали представители стран ближнего зарубежья: Украины, Белоруссии, Казахстана, Кыргызстана. Среди участников школы были молодые ученые из Германии, Швеции, Бирмы — стажеры и аспиранты технических университетов МЭИ и МАИ, представители созданной в Москве под эгидой ЮНЕСКО организации «Международный центр устойчивого энергетического развития» — специалисты по возобновляемой энергетике из развивающихся стран – Ирана, Монголии, Колумбии, Шри-Ланки, Нигера, Буркина-Фасо, Бурунди.

Для чтения лекций были приглашены ведущие российские ученые из научно-исследовательских институтов РАН и РАСХН, МЭИ, МГУ им. М.В.Ломоносова, а также руководи-

тели крупных компаний в области использования ВИЭ. Прочитаны 15 лекций, а также заслушаны 40 научных сообщений аспирантов, студентов и молодых специалистов - участников школы. В постерной сессии приняли участие более 50 молодых специалистов. Опубликованы материалы Школы (в 3-х томах), содержащие тексты лекций и около 80 докладов молодых участников.



Участники Школы-2008

В ходе проведения Школы были рассмотрены вопросы государственной политики России в области возобновляемой энергетики, в том числе проблемы законодательной поддержки; проблемы оценки региональных ресурсов ВИЭ, современное состояние освоения возобновляемых источников энергии в России и мире; эффективные технологии использования ВИЭ, разрабатываемые в российских НИИ и проектных организациях.

В представленных лекциях был дан развернутый анализ современного состояния законодательной базы возобновляемой энергетики в России, нашедшей отражение в принятом Законе (Федеральный закон от 4 ноября 2007 г. № 250-ФЗ) и открывающем новые широкие возможности для освоения альтернативных энергоисточников.

Заведущий НИЛ ВИЭ географического факультета МГУ, д.ф.-м.н. профессор А.А.Соловьев прочел слушателям Школы лекцию о фундаментальных принципах использования ВИЭ. Зам. генерального директора Института энергетической стратегии Минэнерго РФ, д. т. н. П.П. Безруких рассказал о состоянии и перспективах развития возобновляемой энергетики в России и мире, а директор ВИЭСХ РАСХН, академик РАСХН Д.С. Стребков более подробно — о

современных проблемах развития гелиоэнергетики. Доцент географического факультета МГУ, к. г. н. В.Н. Горлов прочел лекцию о стратегии развития электроэнергетики в России до 2025 г.

Среди общих научных проблем возобновляемой энергетики была выделена проблема достоверной оценки ресурсов ВИЭ территорий, привлечение для таких оценок современных средств дистанционного зондирования, создание комплексных баз данных. Именно этому была посвящена лекция вед. науч. сотр. НИЛВИЭ, к. ф.-м. н. С.В. Киселевой об источниках и методах обработки данных о ресурсах солнечной и ветровой энергии. Были приведены результаты верификации использования базы дистанционных данных, проведенной на основе сравнения с наземным мониторингом для ряда регионов России. Представлены картографические материалы, подготовленные на основе использования массива данных NASA.

В большой мере решение проблем эффективного использования ветроэнергетических ресурсов связано с разработкой методик оценки и расчета природных ветроэнергетических характеристик. На конференции ген. директором НИЦ «Атмограф», к.т.н. Николаевым В.Г. был представлен Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов, подготовленный совместно с ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского и РАО «ЕЭС России».

В последние годы в стране достигнут значительный прогресс в оценке ресурсов малой гидроэнергетики, выборе перспективных створов для малых и микроГЭС, в разработке малых гидроагрегатов в России. Я.И. Бляшко, к.т.н., ген. директор ЗАО «ИНСЭТ» (Санкт-Петербург), ведущей организации этой отрасли в России, прочитал лекцию о развитии малой энергетики. В НИИ энергетических сооружений (Москва) разработана уникальная технология сооружения приливных электростанций наплавным способом, значительно снижающая стоимость проектов. Планируется ее использование при создании мощной Мезенской ПЭС.

Современные направления развития биоэнергетики, ресурсные и экологические проблемы энергетического использования биомассы, рассмотренные в лекции с.н.с. НИЛ ВИЭ, к.б.н. Н.И. Черновой, связаны в первую

очередь с производством биоэтанола, биобутанола и их эфиров, биодизеля, твердых топливных гранул (пеллет), анаэробной ферментации отходов с получением биогаза и лендфилл-газа. Научные исследования направлены на поиски путей бескризисного развития биоэнергетики, что включает в себя, в частности, поиск дешевого непищевого сырья для получения энергетических продуктов. Немалый интерес в мире привлекает получение энергетических продуктов (биодизеля) из микроводорослей. В этом направлении в России ведутся единичные исследования и наиболее активно — в НИЛ ВИЭ географического факультета МГУ.

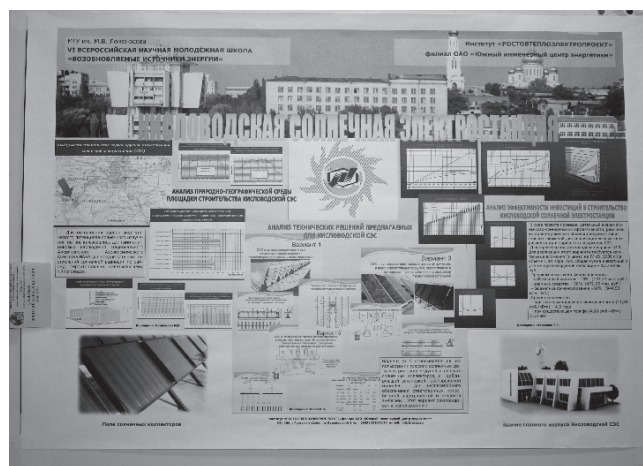
В лекции ген. директора ЗАО «Геоинком», д.т.н. Г.В.Томарова проанализирован прогресс в развитии геотермальной энергетики в России, обусловленный успешными научно-техническими разработками и достижениями отечественной промышленности в создании новых образцов геотермального оборудования. Россия входит в пятерку стран-лидеров, разрабатывающих, производящих оборудование и эксплуатирующих геотермальные электрические станции. На Камчатке и Курильских островах действуют ГеоЭС, суммарной мощностью более 85 МВт. Верхнемутновская ГеоЭС (12 МВт), введенная в строй в 1999г., а наиболее крупная — Мутновская ГеоЭС (50МВт) — в 2002 г., обеспечивают около 30% энергопотребления Камчатки. Приоритетными направлениями дальнейших исследований являются разработки бинарных геотермальных энергоустановок на низкотемпературных рабочих телах, решение проблем, связанных с солеотложениями и коррозией геотермального оборудования, разработкой технологий извлечения ценных химических компонентов их геотермальных флюидов, а также активного использования низкопотенциальных ресурсов путем создания локальных геотермальных систем электро- и теплоснабжения на основе бинарных электростанций и тепловых насосов.

С проблематикой возобновляемой энергетики тесно связаны исследования в области водородной энергетики. В лекции доцента химического факультета МГУ, к.х.н. С.Н. Клямкина были раскрыты основы использования водорода как энергоносителя, его основные свойства, технологии производства,

транспортировки и хранение водорода. Поскольку электролиз воды, который является наиболее перспективной технологией получения водорода, позволяет использовать возобновляемые источники энергии, например, энергию ГЭС и ВЭС вне периода пиковых нагрузок, то этот метод является перспективным для аккумуляции вырабатываемой энергии и решения проблем непостоянства выработки, столь характерного для возобновляемых источников энергии.

Представленные на Школе устные и стендовые доклады молодых ученых и специалистов показали широкий охват проблематики и высокий научный уровень.

Наибольшее число докладов было посвящено гелиоэнергетике. Спектр рассмотренных проблем достаточно широк: оценки и расчеты ресурсов с использованием данных дистанционного зондирования, нанотехнологии — новые материалы, тонкопленочные кремниевые технологии. Вопросы использования геотермальных ресурсов нашли наиболее полное отражение в докладах сотрудников Института проблем геотермии Дагестанского НЦ РАН. Значительное место заняли и региональные разработки: представлены результаты многостороннего исследования (природно-географический, технологический, экономико-инвестиционный аспекты) при подготовке проекта Кисловодской СЭС и первой на юге России промышленной теплонасосной станции, которая позволит утилизировать бросовое тепло шахтных вод; подробно рассмотрены шельфовый ветроэнергетический проект в Калининградской области; энергообеспечение Краснодарского края с использованием различных видов ВИЭ; перспективы использования ВИЭ в Прибайкалье, Тюмени, Якутии; применение комбинированных солнечных тепловых электростанций в условиях Крыма. Показано, что экономическая эффективность включения ВИЭ в ТЭК регионов зависит от государственной тарифной системы на реализацию электроэнергии. Рассмотрены проблемы энергосбережения, экономичного энергообеспечения загородных домов, автономных источников электроснабжения на ВИЭ для сельских домов и небольших промышленных предприятий, создание резервных энерго мощностей. Значительное мес-



Стендовый доклад

то заняли и региональные разработки: представлены результаты многостороннего исследования (природно-географический, технологический, экономико-инвестиционный аспекты) при подготовке проекта Кисловодской СЭС и первой на юге России промышленной теплонасосной станции, которая позволит утилизировать бросовое тепло шахтных вод; подробно рассмотрены шельфовый ветроэнергетический проект в Калининградской области; энергообеспечение Краснодарского края с использованием различных видов ВИЭ; перспективы использования ВИЭ в Прибайкалье, Тюмени, Якутии; применение комбинированных солнечных тепловых электростанций в условиях Крыма. Показано, что экономическая эффективность включения ВИЭ в ТЭК регионов зависит от государственной тарифной системы на реализацию электроэнергии.

Рассмотрены проблемы энергосбережения, экономичного энергообеспечения загородных домов, автономных источников электроснабжения на ВИЭ для сельских домов и небольших промышленных предприятий, создание резервных энерго мощностей.

Ряд проектов, ориентированных на окружающий ландшафт и использующих возобновляемые энергоисточники, представлен в докладах студентов направления «ресурсосберегающая архитектура» Института архитектуры, искусств и дизайна ДВГТУ.

Лекции крупных специалистов, реально работающих в области использования ВИЭ, не только отражали современный научно-технический уровень возобновляемой энергетики, но и представили способы реализа-

ции конкретных проектов, то есть имели ярко выраженную инновационную направленность. Отличительной особенностью данной Школы по ВИЭ является сам факт проведения ее на географическом факультете МГУ им. М.В. Ломоносова. Это позволяет привлечь к участию молодых людей, специализирующихся не только в технических отраслях, но и в области естественных (география, геология, биология, химия) и гуманитарных (экономика, юриспруденция) наук. Это тем более важно в условиях России, где только начинается движение по внедрению установок на возобновляемых источниках энергии, где насущным являются законодательная и общественная поддержка нового направления энергетики, региональная оценка ресурсов ВИЭ, анализ экологических последствий их широкого использования, исследование места возобновляемой энергетики в системах традиционного природопользования.



Дискуссия

В принятом на заключительном заседании Решении Шестой Всероссийской научной молодежной Школы отмечено, что лекции и выступления на Школе дали полное представление о современном состоянии теоретических исследований и прикладных разработок в области возобновляемой энергетики в мире и России, указывается важность широкого обмена информацией в области возобновляемой энергетики на базе современных

коммуникационных систем и необходимость формирования Национальной информационной базы по возобновляемой энергетике ВУЗов и научных учреждений в целях совершенствования образовательного процесса и научных исследований, а также подчеркнута целесообразность перевода последующих научных молодежных Школ по возобновляемым источникам энергии на Географическом факультете МГУ в ранг международных с широкой информацией при их подготовке среди иностранных ВУЗов, центров образования и других организаций в области возобновляемой энергетики.

По итогам проведения конкурса научных работ молодых участников Школы конкурсной комиссией были выделены и отмечены дипломами и редкими изданиями книг по возобновляемой энергетике 20 лучших работ. Участники Школы посетили музей Истории МГУ в Интеллектуальном центре, выставку по использованию ВИЭ в ВИЭСХ РАСХН, были приглашены в НИЛ ВИЭ и ознакомлены с основными направлениями работы.



Вручение диплома

Ознакомиться с материалами Школы можно на сайтах www.geogr.msu.ru/structure/labs/vie/ и <http://rse.ucoz.ru>, а также приобрести сборники лекций и докладов в НИЛ ВИЭ Географического ф-та МГУ им.М.В.Ломоносова, тел. (495) 939-42-57, (495) 939-31-00.

РАЗВИТИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

22 апреля 2009 г., г. Москва

22 апреля 2009 года в Москве в павильоне № 63 Всероссийского выставочного центра прошла конференция «Развитие возобновляемой энергетики в России».

Организаторы: Министерство сельского хозяйства Российской Федерации, Государственный научный центр «Агроэкопрогноз», Российский центр развития биоэнергетики, Федеральное агентство возобновляемых ресурсов Германии (FNR), ОАО «ГАО ВВЦ».

Устроитель: ООО «Агропромышленный комплекс ВВЦ».

Ведущие:

Сорокин Н.Т., заместитель директора Департамента научно-технологической политики и образования Министерства сельского хозяйства Российской Федерации.

Максимов А.Д., директор Государственного научного центра по прогнозированию развития и проблемам экологии в агропромышленном комплексе России (НЦ «Агроэкопрогноз»).

С приветственным словом выступили:

Сорокин Н.Т., заместитель директора Департамента научно-технологической политики и образования Министерства сельского хозяйства РФ.

Аксель Штокманн, заведующий отделом продовольствия, сельского хозяйства и защиты прав потребителей Посольства Федеративной Республики Германия.

С докладами выступили:

Сибгатуллин Фатих Саубанович (член Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Государственной Думы Федерального Собрания РФ). **Развитие альтернативной энергетики в России.**

Исмо Коскинен, советник по науке, технике, транспорту, энергетике и защите окружающей среды Представительства Европейской Комиссии в России. **Политика и перспективы развития возобновляемых источников энергии в странах Европейского Союза.**

Гюнтер Йикели, директор Департамента возобновляемых источников энергии Министерства продовольствия, сельского хозяйства и защиты прав потребителей Германии. **Стратегия поддержки использования возобновляемых источников энергии в Германии.**

Сорокин Н.Т., заместитель директора Департамента научно-технологической политики и образования Министерства сельского хозяйства РФ. **Современные проблемы, состояние и перспективы развития биоэнергетики в России.**

Андреас Шютте, генеральный директор Федерального агентства возобновляемых ресурсов Германии (FNR). **Состояние и развитие энергетического использования биомассы на примере Германии.**

Макрушин А.В., заместитель директора департамента государственного регулирования тарифов инфраструктурных реформ и энергоэффективности Министерства экономического развития РФ. **Система регулирования утилизации твердых бытовых отходов.**

Басков В.Н., руководитель Российского центра развития биоэнергетики. **Программы регионов России по развитию альтернативной энергетики.**

Максимова О.А., руководитель проекта «Альтернативная энергетика» ООО «Агропромышленный комплекс ВВЦ». **Презентация 2-й Международной специализированной выставки «Альтернативная энергетика-2009».**

Андреас Тойбер, координатор проекта. **Двухсторонний кооперационный проект «Стимулирование использования возобновляемых ресурсов преимущественно в энергетических целях в Российской Федерации и на Украине».**

Коньгин Е.А., исполнительный директор Рабочей группы РСПП по энергоэффективности и ВИЭ. **Состояние, возможности и перспективы развития малой энергетики в России в рамках принимаемых правительственных документов и программ.**

Дубонос А., Департамент возобновляемых источников энергии ОАО «РусГидро». **Нормативно-правовое обеспечение развития ВИЭ на основе Федерального закона «Об электроэнергетике».** **Перспективные проекты ОАО «РусГидро».**

Грибков С.В., заместитель Председателя Комитета по проблемам использования возоб-

новляемых источников энергии РосСНИО. **Состояние и перспективы развития солнечной и ветроэнергетики в России.**

Кондратюк В.А., генеральный директор Государственного научного центра лесопромышленного комплекса (ГНЦ ЛПК), ФГУП. Состояние и перспективы переработки отходов лесопромышленного комплекса и ис-

пользования древесного топлива в качестве альтернативного источника теплоэнергетики в России.

С заключительным словом выступил директор Государственного Научного Центра по прогнозированию развития и проблемам экологии в агропромышленном комплексе России НЦ «Агроэкопрогноз» Максимов А.Д.

1-Я НАЦИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РОССИЙСКОЙ АССОЦИАЦИИ ВЕТРОИНДУСТРИИ (РАВИ)

13 ноября 2009 г., г. Москва

13 ноября в Москве состоялась 1-я Национальная конференция Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ), где обсуждались законодательные экономические и технологические аспекты новой отрасли. Конференция прошла в режиме «полной открытости» — в ее работе приняли участие все желающие, в т.ч. и не имеющие формального членства в ассоциации (представители академической науки, научно-исследовательских центров, конструкторских и эксплуатирующих компаний, потенциальных инвесторов).

РАВИ — общественная организация, созданная в 2003 году, объединяет государственные и частные компании и организации, заинтересованные в развитии ветроэнергетики в России. Является представителем России в Европейской ветроэнергетической ассоциации (EWEA) и в Глобальном ветроэнергетическом совете (GWEC).

На данный момент в России реализуется лишь 3,5% от экономического потенциала возобновляемых источников энергии (ВИЭ), которые включают ветряные турбины, солнечные батареи, малые ГЭС, геотермальные и приливные электростанции, станции на биомассе. С использованием ВИЭ ежегодно вырабатывается не более 8,5 млрд кВт·ч, что составляет менее 1% от общего объема производства электроэнергии в РФ.

Это закономерно: в России с 60-х годов XX века приоритет был отдан традиционной энергетике, строительству мощных гидро- и атомных станций. Таким образом, стремительно набиравшая темпы в 50-е годы ветро-

энергетика страны (СССР считался одним из мировых лидеров по производству ветроэнергетических установок) приостановила свое развитие.

К настоящему моменту основные фонды объектов российской энергетики предельно изношены, в некоторых случаях их амортизация достигает 80%, на объектах используются технологии 30-летней давности.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 8.01.2009 №1-р к 2020 г. доля ВИЭ в энергобалансе России должна составить 4%. Энергетическая политика Европейского сообщества предусматривает увеличение доли ВИЭ к тому же сроку с существующих 7% до 20%.

Рост оборотов мирового ветроэнергетического рынка в среднем превышает 25% в год (в 2003 году общий оборот рынка составил 4 млрд. евро, а в 2008 — уже 36 млрд. евро). К началу 2009 года на этом рынке работает 400 тысяч квалифицированных специалистов. В каждой стране, развивающей этот сектор энергетики, создаются новые производства и новые рабочие места. Почти 80 миллионов человек в мире полностью обеспечены электроэнергией от ветра.

Очевидные выгоды от развития ВИЭ в России

1. Газ, нефть и уголь, потребляемые внутри страны и сэкономленные в результате развития ВИЭ, могут пойти на экспорт по ценам, существенно выше внутрироссийских. Это при том, что газ, нефть и уголь будут безоговорочно доминировать как топливо тепловой энергетики в горизонте 20 лет,

причем в количественном плане их потребление будет расти, даже с учетом истощения их запасов, роста цен и снижения рентабельности;

2. Сохранение экологии: не тратятся углеводороды, запасы которых ограничены с горизонтом 50 лет (данные научных разработок Академии наук РФ); отсутствуют вредные выбросы (CO₂, метан, соединения серы, азота) и другие побочные эффекты; земли, на которых размещаются ветропарки, не выводятся из сельскохозяйственного или других видов использования;

3. Приток в Россию, где по оценкам экспертов имеется самый большой в мире ветроэнергетический рынок, колоссальных инвестиций. Для сравнения: оборот мирового ветроэнергетического рынка в 2008 году составил более 30 млрд. евро;

4. Создание новых рабочих мест и развитие новых отраслей в промышленности (металлоемкость только одного ветрогенератора мегаваттного класса — более 200 тонн); толчок для развития научной мысли и передовых инновационных технологий; разра-

ботка и производство конкурентоспособной продукции.

В России существует уникальное сочетание благоприятных факторов для развития ВИЭ, и в первую очередь — ветроэнергетики: обширная территория, богатый и хорошо изученный потенциал ветра (127 ТВт·ч), наличие крупных энергопотребителей и подходящих климатических условий. Приняты важные законодательные решения, обеспечивающие основы системы поддержки возобновляемой энергетики. Для мощного прорыва ветроэнергетики необходима государственная поддержка — в виде подзаконных актов, которые сделают эту систему работающим механизмом, с реализованным потенциалом и огромной отдачей.

В рамках конференции работало 3 секции:

Секция I. Становление ветроэнергетики в России;

Секция II. Практика подготовки и создания ВЭС;

Секция III. Оборудование ВЭС для Российского рынка.

ИТОГОВАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ 1-ОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ РОССИЙСКОЙ АССОЦИАЦИИ ВЕТРОИНДУСТРИИ

13 ноября 2009 г. в г. Москве прошла 1-я Национальная конференция Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ) и «круглый стол» «Роль государства в развитии российской ветроэнергетики». В работе конференции и «круглого стола» приняли участие 140 представителей российского и зарубежного ветроэнергетического сообщества, инжиниринговых компаний, производителей оборудования для ветроэлектростанций (ВЭС), потенциальные инвесторы и разработчики проектов ВЭС, представители науки и высшей школы, Совета рынка и энергетических компаний России и других стран.

По результатам работы конференции и «круглого стола» было отмечено:

Ежегодный прирост оборотов мирового ветроэнергетического рынка, начиная с конца 80-х годов, в среднем составляет 25% в год, в 2008 он составил 36 млрд. евро. Современная ветроэнергетика превратилась

за последние 6 – 7 лет в самую быстрорастущую отрасль энергетики, которая занимает всё более важное место в структуре энергобалансов многих стран. Достаточно сказать, что ветростанции заняли 40% всех введенных новых мощностей энергетики в США в 2008 г. На начало 2009 г. суммарная установленная мощность ветроэнергетических станций (ВЭС) составила 129 000 МВт, ввод новых мощностей только за 2008 г. составил 27 000 МВт.

Россия располагает самым большим в мире потенциалом энергии ветра, которая могла бы в перспективе составить существенную долю в энергобалансе страны и привести к экономии углеводородного сырья и топлива, снижению выбросов CO₂, увеличению налоговых поступлений и выплат таможенно-тарифных платежей за экспортируемые нефть и газ.

Принятые в ноябре 2007 г. поправки в Федеральный закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» впервые заложили основы государ-

ственной системы поддержки развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России. В течение 2008 г. Правительством и его органами во исполнение требований принятого закона было принято 3 подзаконных акта, установивших основные направления государственной политики в этой сфере, а также установившие порядок работы системы сертификатов ВИЭ:

1. Распоряжение Правительства РФ от 8.01.09 N 1-р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 г.».

2. Постановление Правительства РФ от 3 июня 2008 г. № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии».

3. Приказ Минэнерго РФ от 17.11.2008 № 187 «О порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объём производства электрической энергии на квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на основе ВИЭ».

Совет рынка, в свою очередь, подготовил и принял необходимые методические и нормативные документы, вытекающие из принятых уже правительственных решений по поддержке ВИЭ. Однако документы Правительства, устанавливающие в соответствии с принятым законом порядок выплаты надбавок к рыночным ценам на энергию ВИЭ по различным технологиям (ветер, малые ГЭС, установки на биогазе, геотермальные и т.д.) и порядок компенсации из бюджета затрат на техническое присоединение к сетям малых (до 25 МВт) генераторов ВИЭ, уже 3-й год не выпускаются без видимых причин.

На прошедшую конференцию представители Минэнерго РФ так и не пришли, хотя мы их настойчиво звали. Однако из выступлений представителей Минэнерго РФ в рамках других мероприятий нам известны основы позиции министерства по установлению и выплате надбавок, которые должны устанавливаться на 1 год министерством и корректироваться им же каждый год по итогам деятельности генератора. Для участников конференции — представителей финансо-

вых и инвестиционных кругов, очевидно, что предлагаемый ныне министерством механизм установления надбавок не эффективен, субъективен и не позволит привлечь инвестиции в развитие ветроэнергетики в России.

Из-за фактического откладывания запуска системы поддержки ВИЭ больше, чем на 2 года, российские научные и инженерные организации не могут реализовать свои инновационные разработки в сфере ВИЭ, которые позволят в ближайшей перспективе достичь российской возобновляемой энергетике мирового уровня. Уже разработанные проекты генерации на основе энергии ветра так и лежат на полках: проект Ленинградской ВЭС (75 МВт), Калининградской ВЭС (62 МВт) и ветростанции в Калмыкии (300 МВт). Не реализуются проекты на основе других технологий ВИЭ. Ведётся подготовка новых проектов генерации на основе энергии ветра: ВЭС на о. Русском, проекты ВЭС в Краснодарском и Ставропольском краях, Карачаево-Черкессии, Волгоградской обл., на Алтае, на Северо-Западе страны, в Якутии. По данным, которыми располагает РАВИ в рамках подготовки конференции, суммарная мощность будущих ВЭС, площадки которых находятся в разной степени готовности, составляет около 6 000 МВт.

Все эти проекты не смогут быть реализованы без запуска системы поддержки развития ВИЭ, принятой в Федеральном законе № 35-ФЗ, а точнее, без выхода упоминавшегося выше Постановления Правительства РФ о порядке выплаты надбавок.

В действующем законодательстве отсутствуют меры поддержки малой генерации на ВИЭ, кроме компенсации затрат на техприсоединение. Механизм выплаты надбавок на энергию малой генерации на розничном рынке не распространяется, следовательно, они не смогут получать этот вид поддержки.

В результате обсуждения всех этих и других проблем развития отечественной ветроэнергетики в ходе завершившейся конференции и последовавшего «круглого стола» участниками конференции было принято решение обратиться к Председателю Правительства РФ с данной итоговой декларацией.

В целях существенного ускорения развития российской ветроэнергетики просим Правительство РФ дать соответствующие указания.

1. Правительственным органам ускорить завершение работы над всеми подзаконными актами, необходимыми для практического запуска системы поддержки развития возобновляемой энергетики в России.

2. Министерству энергетики России в кратчайшие сроки осуществить комплекс мероприятий по реализации Распоряжения Правительства Российской Федерации от 08.01.09 № 1-р «Основные направления энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.» в части обоснования и установления надбавок к рыночной цене на электроэнергию, вырабатываемую на основе возобновляемых источников энергии, в рамках федеральных целевых программ, организовать реализацию проектов, направленных на совершенствование научно-методических основ оценки возобновляемых ресурсов.

3. Министерству энергетики России подготовить предложения по совершенствованию действующей законодательной базы поддержки ВИЭ в части обеспечения обязательств покупки распределительными компаниями излишков энергии малой генерации на ВИЭ по действующим розничным ценам региона.

4. Министерству образования и науки РФ в рамках Федеральных целевых программ организовать реализацию проектов, направ-

ленных на развитие существующих и разработку новых инновационных технологий эффективного использования ВИЭ.

5. Министерству образования и науки РФ разработать план мероприятий по расширению подготовки специалистов в области возобновляемой энергетики.

6. Министерству промышленности и торговли РФ России в рамках Федеральных целевых программ организовать поддержку трансферта современных технологий и создания основ отечественной производственной базы для выпуска современного генерирующего оборудования на основе возобновляемых источников энергии с внедрением отечественных инноваций.

7. Министерству регионального развития РФ предусмотреть в Федеральных целевых программах по комплексному территориальному развитию и экономическому развитию субъектов РФ мероприятия по обеспечению обоснованного широкомасштабного внедрения генерации на основе возобновляемых источников энергии, на примере подготовки энергосистемы Краснодарского края и прилегающих территорий обслуживания объектов и мероприятий Олимпиады в Сочи в 2014.

От имени и по поручению участников 1-й Национальной конференции Российской Ассоциации ветроиндустрии.

Президент РАВИ
И.М.Брызгунов

Российская Ассоциация ветроиндустрии (РАВИ) объявляет о фотоконкурсе «Энергия ветра — в кадре».

Энергия из ветра — это не только разумно, экологично, модно. Это красиво.

Все, кто по роду своей деятельности или по зову сердца имеет отношение к ветрогенерации, кто располагает снимками ветряков, ветрогенераторов и ветропарков, фото людей — монтажников, наладчиков, конструкторов ветроагрегатов, РАВИ приглашает принять участие в конкурсе.

Особенное пожелание — хотелось бы больше снимков с российской фактурой.

Не забудьте указать свое имя, фамилию, координаты и информацию о том, где и когда сделаны снимки.

Фотографии можно высылать по адресу press@rawi.ru

Подробности - на сайте РАВИ <http://rawi.ru/ru/main.php>

**«КРУГЛЫЙ СТОЛ» ВОЗМОЖНОСТИ РОССИЙСКОГО БИЗНЕСА В УСЛОВИЯХ НОВОГО
МЕЖДУНАРОДНОГО СОГЛАШЕНИЯ ОБ ОГРАНИЧЕНИИ ВЫБРОСОВ**

25 сентября 2009 г. состоялся «круглый стол» на тему «Возможности российского бизнеса в условиях нового международного соглашения об ограничении выбросов», организованный ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» и Общероссийской общественной организацией «Деловая Россия».

В заседании «круглого стола» принимали участие заместитель руководителя департамента базовых отраслей промышленности Минпромторговли РФ Алексей Пинчук, генеральный директор ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода», руководитель отраслевого отделения «Деловой России» по проблемам реализации Киотского протокола в России Юрий Федоров, директор по реализации проектов «Деловой России» Юрий Егоров, руководитель климатической программы Всемирного фонда дикой природы в России Алексей Кокорин, руководитель центра экономики и окружающей среды Высшей школы экономики Георгий Сафонов, представители посольства Великобритании в Москве, представители российских компаний ОАО «Лукойл», ОАО «РУСАЛ», ведущие эксперты, экономисты и менеджеры.

Открывая заседание, Ю. Федоров отметил, что реализация Киотского протокола в России, в частности внедрение проектов совместного осуществления, открывает возможности для российских предприятий привлечь

дополнительные инвестиционные ресурсы, которые необходимы для модернизации производства, решения проблем ресурсо- и энергосбережения, повышения энергоэффективности, снижения издержек. В ходе «круглого стола» были представлены конкретные проекты в области снижения выбросов парниковых газов.

В своем выступлении А. Пинчук рассказал о ходе реализации стратегии Минпромторговли по развитию промышленности в части снижения энергоемкости и сокращения негативного воздействия на окружающую среду. По его словам, в особой степени эти проблемы актуальны для российской металлургии, прежде всего для производств цветной металлургии. Со своей стороны, министерство активно занимается мониторингом имеющегося потенциала и вопросами оценки объемов выбросов парниковых газов.

В выступлениях отмечалось, что «барьеры» на пути реализации ПСО снижают инвестиционную привлекательность и негативно отражаются на экологической ситуации в целом.

В заключение заседания Ю. Егоров отметил, что проект реализации Киотского протокола является одним из приоритетных направлений работы «Деловой России» и сообщил, что все предложения участников, прозвучавшие в ходе «круглого стола», будут аккумулированы в течение ближайших дней, и решение заседания будет доведено «Деловой Россией» до исполнительной власти.

**РОССИЙСКИЙ УГЛЕРОДНЫЙ БИЗНЕС-ФОРУМ «УГЛЕРОДНЫЙ РЫНОК
И ПОСТ-КИОТСКОЕ СОГЛАШЕНИЕ: ВОЗМОЖНОСТИ
И ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ РОССИЙСКОГО БИЗНЕСА»**

26 ноября 2009 г. Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода совместно с Общероссийской общественной организацией «Деловая Россия» и Государственным университетом – Высшая школа экономики провели Российский углеродный Бизнес-Форум «Углеродный рынок и Пост-Киотское соглашение: возможности и перспективы для российского бизнеса».

В заседании принимали участие заместитель директора департамента Минэкономразвития России О.Б. Плужников, заместитель руководителя Департамента базовых отраслей промышленности Минпромторга России А.В. Пинчук, председатель Комитета по природопользованию и экологии ТПП РФ С.М. Алексеев, генеральный директор ЗАО «Национальная организация поддержки проектов

поглощения углерода» Ю.Н. Федоров, директор Департамента по координации отраслевых проектов «Деловой России» Ю.В. Егоров, руководитель Центра экономики и окружающей среды Высшей школы экономики Г.В. Сафонов, руководитель климатической программы Всемирного фонда дикой природы в России А.О. Кокорин, представители Посольства Великобритании в Москве, российской компании ОАО «Лукойл», ведущие эксперты, экономисты и менеджеры.

В своих выступлениях докладчики затронули следующие вопросы: аспекты климатической политики России в контексте политики энергосбережения, развитие металлургической отрасли в условиях нового климатического соглашения, обзор хода переговоров по проблеме изменения климата, низкоуглеродное развитие и роль российских компаний, состояние и тенденции развития углеродного рынка, прогноз до 2020 года, возможности и схемы участия России в углеродном рынке, сценарии низкоуглеродного развития России, составленные с помощью модельных расчетов.

Участники Форума приветствуют заявление Президента России Д.А. Медведева о том, что Российская Федерация готова взять обязательство по ограничению выбросов парниковых газов на уровне — 25% от выбросов

1990 г., а также принять более активное участие в переговорах по международному соглашению на период после 2012 года, которое должно быть принято в декабре 2009 г. в Копенгагене (Дания).

Однако в ходе дискуссий была высказана озабоченность в связи с отсутствием на сегодняшний день действенных механизмов для привлечения углеродных инвестиций в проекты по модернизации производства, отсутствия четких ориентиров для формирования инвестиционных планов и работы компаний на углеродном рынке.

По результатам дискуссии участниками Форума была принята Резолюция – обращение к Президенту и Правительству Российской Федерации с просьбой завершить в кратчайшие сроки формирование в полном объеме нормативно-правовой базы для совместного осуществления проектов в соответствии со статьей шесть Киотского протокола, обеспечить оперативное рассмотрение, утверждение и эффективный контроль за реализацией таких проектов в соответствии с действующим законодательством, провести консультации с бизнес-сообществом по вопросу формирования рыночных механизмов сокращения выбросов парниковых газов в рамках долгосрочной климатической стратегии России.

**РЕЗОЛЮЦИЯ РОССИЙСКОГО УГЛЕРОДНОГО БИЗНЕС-ФОРУМА
«ЗАДАЧИ И ВОЗМОЖНОСТИ БИЗНЕСА В УСЛОВИЯХ НОВОГО МЕЖДУНАРОДНОГО
СОГЛАШЕНИЯ ОБ ОГРАНИЧЕНИИ ВЫБРОСОВ УГЛЕРОДА НА ПЕРИОД ДО 2020 г.»**

26 ноября 2009 г., Москва

Участники Форума приветствуют заявление Президента России Д.А. Медведева о том, что Российская Федерация готова взять обязательство по ограничению выбросов парниковых газов на уровне — 25% от выбросов 1990 г. к 2020 г., а также принять более активное участие в переговорах по международному соглашению на период после 2012 г., которое должно быть принято в декабре 2009 г. в Копенгагене!

Россия не раз заявляла об активной поддержке международных инициатив по борьбе с проблемой глобального изменения климата, стремлении внести значимый

вклад в снижение выбросов парниковых газов. В то же время, обеспокоенность российского бизнеса вызывает не только отсутствие сегодня действенных механизмов для привлечения углеродных инвестиций в проекты по модернизации производства, но и непонимание долгосрочной стратегии России по выполнению решений, принятых под эгидой РКИК ООН и «Большой Восьмерки», отсутствие четких ориентиров для формирования инвестиционных планов и работы компаний на углеродном рынке, фактическое «выпадение» российского бизнеса из бурно растущего мирового рын-

ка энергоэффективного оборудования, возобновляемой и экологически «чистой» энергетики.

Несмотря на принятые Правительством РФ решения, в стране так и не удалось создать условия для участия российских компаний в привлечении инвестиций с международного «углеродного» рынка. Оборот этого рынка в 2008 году вырос на 80% и составил 122 миллиарда долларов США, в ближайшей перспективе его объем оценивается в триллионы долларов (в т.ч. за счет создания рынка квот в США после 2012 г.). Однако сейчас доля российских предприятий на этом рынке — 0%.

Возможности снижения выбросов парниковых газов сосредоточены, прежде всего, в сфере повышения энергоэффективности, энергосбережения, использования возобновляемых источников энергии, снижения непроизводительных потерь энергоресурсов и т.п. Именно этим проблемам посвящены Указ Президента РФ от 4 июня 2008 года № 889, решения Правительства РФ и т.д. Однако для решения этих задач игнорируется новый источник инвестиционных ресурсов — углеродное финансирование.

В России разработано более 120 предложений по проектам совместного осуществления (ПСО) с суммарным объемом инвестиций более 2,5 млрд. евро. Однако до сих пор ни один

проект не получил статуса ПСО. Российские предприятия теряют дополнительные доходы, столь необходимые в условиях экономического кризиса, сокращают занятость, а углеродные инвесторы «уходят» в другие страны (Украина, Китай и др.).

Бизнес-сообщество России обращается к Президенту и Правительству Российской Федерации с просьбой:

завершить в кратчайшие сроки формирование в полном объеме нормативно-правовой базы для совместного осуществления проектов по статье шесть Киотского протокола, обеспечить оперативное рассмотрение, утверждение и эффективный контроль за реализацией таких проектов в соответствии с действующим законодательством;

провести консультации с бизнес-сообществом по вопросу формирования рыночных механизмов сокращения выбросов углерода на долгосрочную перспективу.

Российский бизнес заинтересован в создании условий для устойчивого низкоуглеродного развития экономики, активном участии России в международном процессе по борьбе с изменением климата, использовании механизмов «углеродного» финансирования для реализации задач по модернизации и повышению эффективности, поставленных руководством страны.

МОСКВА: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

XXVI конференция и выставка
20 – 22 октября 2009 года

С 20 по 22 октября 2009 года в здании Правительства Москвы на Новом Арбате прошли XXVI конференция и выставка «Москва: проблемы и пути повышения энергоэффективности».

Программа конференции включала в себя пленарное заседание «День префектур г. Москвы», секции, семинары, Круглые столы и международный симпозиум «Энергетика крупных городов».

Общее число участников конференции и выставки составило более 5000 представите-

лей организаций из 64 городов России и 11 стран ближнего и дальнего зарубежья.

В рамках конференции работала Секция «Энергосберегающее домостроение и нетрадиционные источники энергии».

Сопредседатели секции:

Дмитриев А.Н., начальник Управления научно-технической политики в строительной отрасли Департамента городского строительства города Москвы.

Васильев Г.П., руководитель Центра энергосбережения и эффективного исполь-

зования нетрадиционных источников энергии в строительном комплексе ГУП «НИИ-Мосстрой».

Была организована возможность просмотра секции в режиме прямой интернет-трансляции.

Ключевые темы секции:

Реализация Городской программы «Энергосберегающее домостроение в городе Москве на 2010–2014 годы и на перспективу до 2020 года».

Экологические и экономические аспекты внедрения нетрадиционных энергетических технологий.

Перспективы строительства энергетически и экологически эффективных «пассивных» зданий.

Опыт эксплуатации действующих объектов, использующих нетрадиционные источники энергии.

Проблемы внедрения и перспективы интеграции НВИЭ, в первую очередь, теплонасосных систем, в энергетический баланс крупных городов.

С докладами выступили:

Васильев Г.П., научный руководитель ГК «ИНСОЛАР», руководитель Центра энергосбережения и эффективного использования нетрадиционных источников энергии в строительном комплексе г.Москвы, ГУП «НИИМосстрой». *Городская программа «Энергосберегающее домостроение в городе Москве на 2010 – 2014 гг. и на перспективу до 2020 года».*

Прижижецкий С.И., начальник отдела сантехнического оборудования ГУП «МНИИ-

ТЭП». *Пути повышения энергоэффективности систем отопления и вентиляции в многоэтажных жилых зданиях массовых серий и индивидуального домостроения.*

Грановский В.Л., заместитель технического директора ООО «Данфосс», партнер конференции и выставки. *Регулирование систем отопления жилых зданий.*

Карпов В.Н., главный специалист ОАО «Моспроект». *Системы отопления и перспективы энергосбережения.*

Епишев Д.Ю., начальник технического отдела, группа компаний «Мосстрой-31». *Опыт возведения и перспектива развития строительства зданий с малым энергопотреблением.*

Костин А.М., технический директор компании «Маммут Климат». *Высокоэффективные энергосберегающие технологии в системах отопления, вентиляции и кондиционирования на базе тепловых насосов.*

Зинченко Д.Н., инженер группы технической поддержки ООО «РЕХАУ». *Энергосберегающие инженерные решения от РЕХАУ.*

Спиридонов А.В., президент Ассоциации производителей энергоэффективных окон (АПРОК). *Повышение теплотехнических характеристик современных светопрозрачных конструкций.*

Чаадаев В.К., генеральный директор ЗАО «Ресурсинвест». *Повышение эффективности конечного потребления коммунальных ресурсов за счет сбалансированного тарифного регулирования (опыт эксперимента в районе Северное Бутово ЮЗАО г. Москвы на мере горячего и холодного водоснабжения).*

ДНИ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ В ПЕТЕРБУРГЕ

Международный Конгресс, Санкт-Петербург, 15–16 апреля, 2010 г. (в рамках Форума по возобновляемой энергетике на северо-западе России)

Международный конгресс «Дни чистой энергии в Петербурге» прошел в гостинице «Прибалтийская». Его организаторами стали экологический правозащитный центр «Беллона» и Комитет по проблемам использования возобновляемых источников энергии РосСНИО.

Форум по возобновляемой энергетике на северо-западе России – это комплекс мероприятий, проводимых в течение года объединением Беллона, по вопросам увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе Северо-Западного региона.

Основные цели Форума:

анализ и обсуждение состояния и возможных перспектив развития возобновляемой энергетики на северо-западе России;

формирование устойчивой платформы для международного и межрегионального обмена актуальной информацией, продуктивного делового общения, поиска партнеров, презентации проектов и новых технологических решений, привлечения инвестиций;

выработка конструктивных решений по преодолению законодательных, экономических и социальных препятствий на пути развития возобновляемой энергетики на территории Северо-Западного региона.

Участники конгресса обсуждали вопросы, связанные с развитием альтернативных источников энергии и энергосбережения в Северо-Западном регионе России.

«Чем больше наши первые руководители начинают говорить об источниках развития возобновляемых источников энергии, тем сильнее противодействует этому бюрократия», — отметил в своем докладе заместитель генерального директора Института Энергетической стратегии, председатель Комитета по проблемам использования ВИЭ РосСНИО Павел Безруких.

Он напомнил, что мощность всех электростанций мира на пять порядков меньше потенциальной мощности возобновляемых источников энергии, и если человечество научится использовать эти источники хотя бы

на один процент, то об использовании углеводородов в энергетических целях можно будет забыть.

Несмотря на экономический кризис, инвестиции в эту область во всем мире в 2009 году составили 130 млрд долларов. На планете мощности ветроэнергетических станций увеличиваются на 20 – 25% в год предполагается, что к 2020 году в Евросоюзе будет вырабатываться 10% электроэнергии с использование ВИЭ, а к 2030 году — эта доля достигнет 23%.

Первый секретарь посольства Великобритании в Москве Крис Дейн отметил, что правительство его страны намерено вложить миллиарды долларов в развитие отрасли возобновляемых источников энергии с тем, чтобы к 2030 году до 80% энергии вырабатывалось на их основе. В Испании делают ставку на использование энергии солнца — за последний год выработка фотоэнергетических станций возросла в 5 раз. Энергию солнца и ветра активно использует и Китай. Так, за прошлый год выработка энергии ВЭС в этой стране возросла на 52%.

Достаточно серьезные цели в этой области декларированы и в нашей стране. Предполагается, что к 2020 году выработка электроэнергии малыми гидроэлектростанциями должна возрасти с 680 до 3000 мВт, ВЭС — с 11 до 7000 мВт. П.П. Безруких отметил, что «возобновляемые источники электроэнергии были бы очень эффективны, например, для организации электроснабжения удаленных территорий, для обеспечения энергией предприятий малого и среднего бизнеса...».

С другой стороны, их развитие может преследовать такие глобальные задачи, как диверсификация топливно-энергетической базы регионов. Строительство станций, работающих на возобновляемых источниках энергии, позволит минимизировать риски.

«Для того, чтобы выйти к 2020 году на запланированные цифры, необходима мобилизация всех сил», — считает председатель Правления петербургской «Беллоны» Алек-

сандр Никитин. «К сожалению, по ряду направлений нам уже придется догонять европейские и не только европейские страны. Разумеется, мы начнем не с нуля — прежде всего потому, что у нас есть наука, без которой грамотное технологическое заимствование невозможно. Но задача состоит еще и в том, чтобы создать коалицию тех сил, которые заинтересованы и в развитии новых технологий и реализации намеченных планов — в противном случае преодолеть сопротивление бюрократии будет очень непросто».

«Постановление Правительства РФ «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2020 года» для энергетиков является этапным. По сути, оно дает старт строительству совершенно нового для нашей страны сегмента энергетики», — отметил начальник Департамента возобновляемых источников энергии ОАО «РусГидро» Павел Понкратьев.

Мощность электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, должна возрасти более чем в десять раз. С нынешних 2 до 25 ГВт установленной мощности, или с менее чем одного процента от общей выработки электроэнергии до 1,5% в 2010 году; 2,5% в 2015 году и 4,5% к 2020 году. Такой масштаб работы можно сравнить разве что с планом ГОЭЛРО. Достаточно сказать, что нынешний объем установленной мощности ГЭС «РусГидро» как раз составляет 25,3 ГВт.

Постановление — рамочный документ, обозначающий направления, масштаб развития, приоритеты строительства объектов электрогенерации на основе ВИЭ. В этом же документе приводится свод поручений по разработке законодательной базы, позволяющей реализовать основные правовые положения в части использования ВИЭ, заложенные в ФЗ 35 «Об электроэнергетике». Обозначены роль и место генерации на базе возобновляемых источников в общем балансе производства электроэнергии в стране.

У компании ОАО «РусГидро» накоплен наибольший опыт эксплуатации генерирующих объектов с использованием возобновляемых источников энергии, каковой является и энергия воды. В то же время РусГидро яв-

ляется оператором, работающим на рынке электроэнергии и хорошо разбирающимся в его тонкостях. Поскольку государству принадлежит контрольный пакет акций нашей компании, это обеспечивает проведение государственной политики в деле становления возобновляемой энергетики.

Основой стратегии РусГидро является формирование инженерных и технологических компетенций в сфере возобновляемой энергетики через реализацию пилотных проектов в области ветроэнергетики, геотермальной энергетики, использования энергии приливов и энергии малых рек. В настоящее время в области ветроэнергетики мы реализуем проекты строительства Дальневосточной ВЭС мощностью 36МВт, приступили к ветромониторингу площадок в Волгоградской области с целью обоснования строительства ветропарка «Нижняя Волга» мощностью 1000МВт с использованием компенсирующих возможностей Волжской ГЭС. Научную сторону проекта выполняет Санкт-Петербургский Государственный технический университет, кафедра ВИЭ. В числе пилотных проектов — Северная ПЭС, бинарный блок на Паужетской ГеоЭС, расширение мощности Мутновской ГеоЭС, проекты малых ГЭС. По нашим планам, к 2020 году РусГидро построит до 4 ГВт новых мощностей, еще 19 ГВт будут созданы при помощи инвесторов.

Комплекс федеральных законов и нормативных документов законодательно закрепляет механизмы экономического стимулирования развития новой энергетики. Например, ФЗ № 35 «Об электроэнергетике» устанавливает специальную надбавку к равновесной цене оптового рынка электроэнергии для энергии, полученной с использованием ВИЭ, компенсацию стоимости технологического присоединения. К общему сожалению, согласование и подписание комплекса документов по экономической поддержке использования генерации на основе ВИЭ неоправданно затянулось. Данное обстоятельство на сегодня является основным препятствием для массового промышленного развития возобновляемой генерации, активного привлечения бизнеса к решению важнейшей Государственной задачи — инновационному развитию энергетического сектора экономики РФ. Использование возможностей генерации на основе ВИЭ в све-

те ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предоставляет особую возможность в неценовых и изолированных энергозонах. Здесь применение технологий возобновляемой генерации позволит снизить цены на электроэнергию. Ведь в таких зонах львиная доля энергии вырабатывается с помощью дизельных электростанций. Даже частичная их замена на ветроэлектростанции и малые ГЭС позволит сэкономить до 30 — 40% стоимости дизельного топлива. Предусматривается также создание схемы, при которой сетевые компании будут обязаны закупать весь объем электроэнергии, произведенной на основе ВИЭ.

Конечно, если сравнивать среднюю стоимость электроэнергии на основе ВИЭ с выработанной с помощью традиционной генерации, первая остается достаточно дорогой. Но следует учитывать и то, что экологическое законодательство РФ будет ужесточаться и на традиционные электростанции ляжет дополнительная финансовая нагрузка в виде платы за загрязнение окружающей среды. Технологии ветро-, био- и гелиоэнергетики, напротив, будут совершенствоваться в плане снижения себестоимости кВт·часа.

По мнению директора Научно-информационного центра «Атмограф» Владимира Николаева, масштабное развитие ветроэнергетики возможно только при коэффициенте использования ветроэнергии на уровне не менее 30%. При этом, как он продемонстрировал в докладе, Россия обладает 20% сухопутных ветроэнергетических ресурсов мира: это в 13 — 14 раз больше, чем потребление в России сегодня. Развивая ветроэнергетику, Россия может выйти на уровень производства 90 млрд. кВт·ч при себестоимости — 4 — 4.5 EUROцентов за кВт·ч. В стране, по мнению Владимира Николаева, вполне реально вводить в год по 7 ГВт «ветровой» мощности. После того, как во Франции стали платить производителям ветроэнергии по 7 EURO-центов за кВт·ч, она вышла на 4-е место в мире по производству ветроэнергии, а Китай в 2009 году ввел 12 ГВт мощности.

Для аргументации в пользу эффективности ветроэнергетики достаточно, по мнению

Николаева, сравнить цены в России на топливо и электричество. Конечно, капитальные вложения в ветряки выше в два раза, чем в газовые электростанции. Но потом, после введения ВЭС в действие, резко снижаются эксплуатационные затраты, и примерно за 15 лет можно окупить расходы. ВЭС, вопреки бытующему мнению, экономически выгоднее, чем альтернативные станции на газе, они быстрее строятся, они экологически чистые, но долго окупаются. Поэтому инвестором должно быть государство: нигде в мире ветроэнергетика не развивалась без помощи государства.

Я.И. Бляшко, генеральный директор научно-технического объединения «ИНСЭТ» — компании занимающейся проектированием, изготовлением и монтажом малых ГЭС, рассказал о результатах развития малой гидроэнергетики в российских регионах: «Потенциал малых рек, сосредоточенный большей частью на Северном Кавказе и Сибири, используется лишь на десятые доли процента. На Северном Кавказе для эффективного использования гидропотенциала есть и социально-экономические условия, и потребность. Малая гидроэнергетика может эффективно использоваться в Республике Алтай, и в Пермской области, где есть множество водохранилищ с нужным перепадом высот для сброса воды. Но сегодня в России есть только рынок производителей, но не покупателей.

Возможны несколько путей создания малых ГЭС:

1. Можно реконструировать старые гидроэлектростанции.

2. Можно пристраивать малые ГЭС к существующим водохозяйственным объектам, например, к мелиоративным плотинам, с использованием воды, предназначенной для орошения. При этом поливальные установки используют энергию малых ГЭС.

3. Можно ставить малые ГЭС на водовыпуске водохранилища, как это делается в Башкортостане.»

Остановившись на проблеме экономических показателей, Я.И. Бляшко отметил, что себестоимость гидроэнергии должна включать только амортизацию и обслуживание, иначе малая энергетика никогда не сможет конкурировать с другими — например, с

гидростанциями, построенными 30 – 40 лет назад. По его данным, срок окупаемости малых ГЭС составляет 3 – 5 лет при автономной энергосистеме, и 8 – 10 лет при централизованной энергосистеме. Между тем, в России государственные компании отказываются даже обсуждать проекты, когда срок окупаемости превышает 7 лет. «Это — не государственный подход», — полагает Я.И. Бляшко. Еще одним недостатком, по его словам, является то, что у нас «все руководят экономисты и юристы, а не технические специалисты. И они сперва сооружают простые водозаборы на горных реках, а потом удивляются серьезному износу оборудования».

«По оценкам специалистов за счет использования энергии приливов в России можно ежегодно получать порядка 270 млрд кВт·ч — то есть покрывать более 25% текущего энергопотребления страны, тогда как в мировом масштабе на приливных электростанциях (ПЭС) может вырабатываться до 15% всей потребляемой энергии. Особенно перспективен в этом плане северо-запад России. Так на побережье Баренцева и Белого морей величина прилива составляет 2 – 7 м», — отметил генеральный директор ОАО «Малая мезенская ПЭС Степан Савченков,

Работа над проектом Северной ПЭС (ранее — Кольской) ведется на протяжении нескольких десятилетий. В 2007 году был проведен поиск створа с оптимальными параметрами. С этой целью изучено 53 акватории (заливы, устья рек) в Баренцевом и Белом морях. В итоге выбран створ в губе Долгая Баренцева моря в Мурманской области.

На сегодняшний день проведены инженерные изыскания и разработана основная часть проектной документации. Ее разработка ведется за счет средств инвестиционной программы ОАО «РусГидро». В 2010 году документация будет направлена на государственную экспертизу.

До последнего времени главным препятствием широкого развития приливной энергетики была конструкция турбины и стоимость строительства ПЭС. Турбины, рассчитанные на работу в двух направлениях (прилив и отлив), оказались технически сложными и чрезвычайно дорогостоящими. Сам процесс строительства ПЭС — на воде, вдали от берегов — также оказался очень

затратным. В результате, практически во всех странах исследования по приливной энергетике были свернуты к середине 90-х годов прошлого века.

Российским ученым и инженерам ОАО «РусГидро» удалось создать эффективную ортогональную турбину, использование которой позволило по-новому взглянуть на перспективы приливной энергетики в России. Особенность турбины состоит в том, что во время приливов и отливов направление ее вращения не меняется. Это позволило радикально упростить конструкцию и снизить стоимость.

После прохождения госэкспертизы ОАО «РусГидро» подготовит обосновывающие материалы для включения строительства Северной ПЭС в программную часть Федеральной адресной инвестиционной программы с целью софинансирования за счет средств федерального бюджета. При установленной мощности Северной ПЭС 12 МВт и годовой выработке 18,8 млн кВт·ч будет предотвращен выброс 9,5 тыс. т CO₂ в год, что может принести по формуле Киотского протокола доход в 100 тыс. долл. США, а также ежегодную экономию органического топлива порядка 8 тыс. т у. т.

По словам исполнительного директора Национального Биоэнергетического Союза Ольги Ракитовой, в ряде европейских стран доля биотоплива в энергетике уже сейчас достигает 30-ти процентов. Но, например, в Швеции поставлена цель довести ее до 50, а в перспективе — до 100%. В России ситуация несколько иная — доля биотоплива в производстве тепла составляет не более 5%, в электроэнергетике — 1%. В последнее время — за 2009 год в стране произведен 1 млн. тонн топливных гранул. Правда, большая их часть пошла на экспорт. Но в дальнейшем, Архангельская, Вологодская и ряд других областей северо-запада России планируют перевести часть своих котельных на биосырье.

Производство биогранул растет год от года. В Архангельской области предполагается построить 7 заводов — по 35 тыс. т каждый. ОАО «Выборгская целлюлоза» планирует строительство завода мощностью 1 млн. тонн гранул в год. «Во всех перечисленных областях», — отметила Ракитова, «разви-

вается производство биотоплива из низкокачественной древесины».

О таких европейских схемах поддержки возобновляемой энергетики, как компенсации инвестиционных расходов через тарифную политику и грантах для решения конкретных технологических задач, проинформировал Анатолий Бут (Нидерланды). Значительную часть прибыли инвесторы вкладывают в новые разработки, в результате технологии постоянно совершенствуются, и сейчас уже цены на «традиционную» и «нетрадиционную» энергию практически выравниваются.

1-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ ИСТОЧНИКАМ ЭНЕРГИИ И АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВИДАМ ТОПЛИВА REenergy 2010

25 – 27 мая, 2010 г., г. Москва

С 25 по 28 мая 2010 года в Выставочном павильоне «Электрификация» (ВВЦ) прошла Международная выставка и конференция по возобновляемым источникам энергии и альтернативным видам топлива Министерства энергетики Российской Федерации.

Организаторы мероприятий – Министерство энергетики РФ, ОАО ВП «Электрификация» и Международный центр устойчивого энергетического развития.

Выставка проводилась под патронатом ОАО «РусГидро», при поддержке и участии НП «ИНВЭЛ», ГК «РоснаноТех», ФГУ «Российское энергетическое агентство», Института проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, информационно-аналитического издания «КАБЕЛЬ-news», Российской Ассоциации Ветроиндустрии», Министерства экономики Нидерландов и Шведского Инспектората энергетических рынков. Соорганизатором конференции выступила голландская компания Latref B.V.

Заместитель Министра энергетики РФ Владимир Азбукин отметил в своем приветствии участникам на церемонии Официального открытия мероприятия, что выставка и конференция имеют важное значение как для Минэнерго России, так и для рынка возобновляемой энергетики. «В настоящее время сфера возобновляемой энергетики дает около одного

Впрочем, по мнению координатора энергетического Департамента «Гринпис России» Владимира Чупрова, в России разница в ценах тоже не слишком велика. «По нашим данным, гидро- и атомная энергетика получают до 100 млрд. рублей в год из бюджетов разных уровней и, если бы эти деньги учитывались при расчете стоимости энергии, то она была бы сопоставима с возобновляемыми видами». По мнению представителей Гринписа, к 2012 году доля электроэнергии, полученной за счет использования ветряных и солнечных энергетических станций, может достичь не 4,5, а 10%.

процента от всей электроэнергии, вырабатываемой в стране. По нашим планам в 2020 году эта цифра должна вырасти до 4,5 процентов, и такие мероприятия, как выставка и конференция **REenergy 2010** играют большую роль в развитии отношений и продвижении интересов участников рынка возобновляемой энергетики», — сказал В. Азбукин.

В рамках **REenergy 2010** состоялась пресс-конференция с участием представителей Минэнерго России, зарубежных министерств, ведомств и компаний. Как сообщил журналистам директор Департамента государственной энергетической политики и энергоэффективности Минэнерго России Сергей Михайлов: «Выставка входит в число базовых мероприятий для Министерства энергетики. Несмотря на большое количество запасов углеводородного сырья в нашей стране, мы не можем стоять в стороне от развития современных технологий и оборудования в области ВИЭ».

Международная выставка и конференция **REenergy 2010** собрала за 4 дня более 3 000 специалистов из органов власти, бизнеса, профильных институтов и субъектов Российской Федерации. Участники мероприятий – Министерство энергетики РФ, Российская Академия наук, ГНУ ВИЭСХ, Российский Союз промышленников и предпринимателей, ОАО «Атомэнергопром», БПЦ Энергетические системы, ОАО «Интеравиагаз», Группы «НИ-

ТОЛ», НП «Совет рынка», ОАО НПЦ «Недра», ОАО «Завод котельного оборудования», ООО «ИНЭКО». Среди иностранных компаний и организаций, участвовавших в мероприятиях REenergy 2010 — SIEMENS AG, Шведский Инспекторат энергетических рынков, Агентство НЛ при Министерстве экономики Нидерландов, банк Bayerische Landesbank (Германия), CGR Legal (Франция), Ассоциация производителей экологической энергии (Болгария), MEGAJOULE (Португалия), XEMC Darwind B.V. (Нидерланды), Garrad Hassan Deutschland GmbH (Германия), Puopolo Geffers & Partners (Италия), NIBE Group (Швеция) и другие организации.

Тематические разделы выставки представляли новые технологии и решения в сфере малой гидроэнергетики, ветроэнергетики, приливной энергетики, биотоплива (биомассы), геотермальной энергетики, солнечной энергетики, резервной энергии, водородной энергетики, когенерации, девелопмента, оборудования, строительства и энергоэффективности.

С приветственным обращением к участникам конференции выступил первый заместитель Председателя Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям В.Е. Межевич.

В ходе конференции прошли тематические секции.

Секция 1. Продвижение возобновляемых источников энергии. Российский и международный опыт. Модератор: **Козлов М.В.**, советник заместителя Председателя Правления ОАО «РусГидро».

С докладами выступили:

Михайлов С.А., директор Департамента государственной энергетической политики и эффективности Министерства энергетики РФ. *Планируемые изменения в нормативно-правовой базе по возобновляемым источникам энергии, направленные на выравнивание конкурентных условий для производителей электроэнергии на основе использования ВИЭ и ископаемых видов органического топлива.*

Ивонне Фредрикссон, генеральный директор Шведского Инспектората Энергетических рынков (Швеция). *Продвижение возобновляемой энергетики в Швеции – Энергетическая политика вчера, сегодня и в будущем.*

Францискус ван Буссел, менеджер программы, Агентство НЛ, Министерство Экономики Нидерландов (Нидерланды). *Политика Нидерландов по возобновляемой энергетике. Продвижение и применение возобновляемой энергетики (изучение, разрешения, финансовые схемы).*

Корчевский А.А., старший ассоциат I2BF Venture Capital. *Роль венчурного капитала в развитии альтернативной энергетики в России.*

Гринкевич Е.Б., начальник Управления развития конкурентного ценообразования НП «Совет рынка». *Квалификация генерирующих объектов ВИЭ. Возможные схемы участия ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии (мощности).*

Гюнтер Беник, президент группы компаний ENERGIETEAM. *Новые источники энергии. Аргументы за и против. Экологичность и шансы для экономики страны в целом.*

Антон Восс, Becker Buttner Held. *Проекты совместного осуществления — Сотрудничество по сокращению выбросов парниковых газов.*

Лукшин А.Ю., руководитель Дирекции по развитию проектной деятельности «Российской корпорации нанотехнологий» (РОСНАНО). *Поддержка ГК «Роснано» проектов в области возобновляемой энергетики. Проектная деятельность и процедуры подачи заявок на софинансирование проектов.*

Г-жа Нелси Бергес, юрист, управляющий партнёр, компания CGR Legal (Франция). *Понимание значимости для окружающей среды систем возобновляемой энергии.*

Яковлев А.Ю., советник директора ОАО «Атомэнергопром», основатель Юридической Группы «Яковлев и Партнёры». *Зарубежный опыт правового регулирования использования возобновляемых источников энергии и возможности его применения в РФ.*

Томайс Хейдер, старший Вице-президент коммерческого банка Bayerische Landesbank (Германия). *Возобновляемая энергетика с банковской точки зрения.*

Велизар Георгиев Кириаков, председатель Ассоциации Производителей Экологической Энергии (Болгария). *Болгарский подход и опыт по развитию возобновляемых источников энергии.*

Запорожский В.Д., генеральный директор ООО ПКФ «Альтернатива» (Украина). *Перспективы использования альтернативных источников энергии в Украине и странах СНГ.*

Смоленцев Д.О., и.о. заведующего лабораторией экономического анализа атомной энергетики ИБРАЭ РАН. *Система консолидации данных по ЭУММ.*

Ивина О.Н., Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. *Инновационные атомные станции малой мощности.*

Секция 2. Применение биоэнергии, развитие биотоплива. Модератор: Басков В.Н., руководитель Федерального центра развития биоэнергетики.

С докладами выступили:

Суханов В.С., генеральный директор Головного научного центра лесопромышленного комплекса по технологиям и энергетике, член-корреспондент Российской академии естественных наук. *Биоэнергетика — мощный фактор повышения эффективности лесопромышленного комплекса.*

Булаткин Г.А., доктор биологических наук, Институт фундаментальных проблем биологии РАН. *Производство биотоплива второго поколения из растительного сырья в России.*

Г-н Герман Клейн, директор компании Host B.V. (Нидерланды). *Топ-инновации в Нидерландах по биомассе для энергетической технологии.*

Щекочихин Ю.М., главный научный сотрудник Государственного научного учреждения Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства (ГНУ ВИЭСХ). *Современные технологии производства биотоплива.*

Парфенова О.Е., директор по маркетингу «БПЦ Энергетические системы». *Биотопливные микротурбинные электростанции: энергоэффективные технологии утилизации биогаза.*

Зайцев В.П., генеральный директор ОАО «Интеравиагаз», действительный член Российской академии космонавтики им.К.Э.Циолковского. *Использование продуктов переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) в качестве авиатоплива.*

Исьемин Р.Л., руководитель Тамбовского регионального учебно-информационного центра биоэнергетики при ИДО ТГТУ, к.т.н. *Проблемы и перспективы использования отхо-*

дов растениеводства в качестве топлива для коммунальных и промышленных котельных и энергетических установок.

Корнев В.С., ведущий инженер, завод котельного оборудования. *Котлы для сжигания биотоплива в лесной промышленности и с/х производстве.*

Валюжинич М.А., генеральный директор ООО «Инженерная энергетическая компания ИНЭКО». *Котлы для сжигания биотоплива.*

Секция 3. Рост ветроэнергетики – направления развития, инновационные технологии и оборудование, лучшая практика. Модератор: Копылов А.Е., Вице-президент Российской Ассоциации Ветроиндустрии (РАВИ), к.э.н.

Николаев В.Г., НИЦ «Атмограф», к.ф.м.н. *Российская ветроэнергетика. Проблемы и перспективы развития.*

Мигел Феррейра, основатель и исполнительный Член Совета Директоров консалтинговой компании MEGAJOULE (Португалия). *Методология оценки ветроресурсов как путь снижения неопределённости и увеличения прибыльности проекта производства энергии.*

Винсент фан ден Брежел, председатель Совета Директоров компании XEMC Darwind B.V.(Нидерланды). *Новая технология ветротурбин Direct Drive для генерации электроэнергии и низкими затратами.*

Хелмут Клуф, менеджер регионов Западной и Центральной Европы, России, Турции, Средней Азии и Африки компании Garrad Hassan Deutschland GmbH (Германия). *Наземные и офшорные ветрофермы. Как избежать строительных рисков и снизить затраты на содержание.*

Юсупов К.Н., руководитель Департамента «Энергия из возобновляемых источников» ООО «Сименс» в России и Центральной Азии. *Экономические предпосылки для развития ветроэнергетики.*

Нырковский В.И., главный конструктор ГосМКБ «Радуга», директор НПП «Радуга 15», генеральный директор «Новый ветер», к.т.н. *Особенности организации производства ВЭУ мегаваттного класса в России.*

Ю.А. Назарова, аспирантура Инженерного факультета Российского университета дружбы народов. *Актуальные вопросы использования возобновляемых источников энергии в транспорте газа.*

Секция 4. Развитие солнечной энергетики – направления, инновационные технологии и оборудование, лучшая практика. Модератор: **Котенко А.В.**, руководитель дивизиона «Поликристаллический кремний» компании НИТОЛ.

Котенко А.В., руководитель дивизиона «Поликристаллический кремний» компании НИТОЛ. *Государственно-частное партнерство – эффективный инструмент реализации проектов в области солнечной энергетики. Опыт компании НИТОЛ.*

Стребков Д.С., директор Государственного научного учреждения Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства, академик РАСХН, профессор, Заслуженный деятель науки РФ. *Высокоэффективные технологии преобразования солнечной энергии.*

Франк Гефферс, Юридическая компания Ruorolo Geffers & Partners (Италия). *Альтернативные источники энергии в Италии: Солнечная энергия.*

Слесаренко В.В., д.т.н., зав. лабораторией Института проблем морских технологий ДВО РАН, лаборатория нетрадиционной энергетики. *Применение солнечных технологий для теплоснабжения промышленных и социальных объектов Дальневосточного региона.*

Хелмут Клуг, менеджер регионов Западной и Центральной Европы, России, Турции, Средней Азии и Африки компании Garrad Hassan Deutschland GmbH (Германия). *Проекты солнечной энергетики: энергетические прогнозы и дьюдилидженс (предварительный анализ).*

Туркпенбаева Б.Ж., д.т.н., профессор Каспийского государственного университета технологии и инжиниринга имени Ш.Есенова. *Математическое моделирование гелиоэнергетической техники для производства тепла.*

Секция 5. Развитие геотермальной энергетики — направления, инновационные технологии и оборудование, лучшая практика.

Калинин М.И., руководитель сектора оценки и использования геотермальных ресурсов, к.т.н., ОАО НПП «Недра». *Разработка эффективной инвестиционной программы замены бюджетных котельных в Ярославской области с использованием возобновляемой геотермальной энергии*

Алексей Кузьмин, менеджер по тепловым насосам «EVAN» Nibe group (Швеция). *Потенциал энергопотребления в отношении Европейского развития геотермальных систем отопления. Возможности и уже сделанные конкретные шаги Российской теплоэнергетики в сторону развития и применения геотермальных тепловых насосов. Проекция этапов развития на примере рынков Европы (Швеция, Германия, Франция, Польша, Прибалтика).*

Вайнер А.И., руководитель специальных проектов благотворительного фонда «Экология и Мир». *Анализ и перспективы развития геотермальной энергетики в России.*

Секция 6. Развитие малой гидроэнергетики — направления, инновационные технологии и оборудование, лучшая практика.

Модераторы: Енов Борис Михайлович, президент Ассоциации малой гидроэнергетики, Соловьёв Михаил Михайлович, старший эксперт Минэнерго РФ.

Савченков С.Н., генеральный директор ОАО «Малая Мезенская ПЭС». *Перспективы строительства малых ГЭС.*

Эксперты обсудили вопросы продвижения возобновляемых источников энергии, применение биоэнергии и развитие биотоплива, направления развития ветроэнергетики, инновационные технологии и оборудование солнечной энергетики, лучшую практику в проектах геотермальной энергетики и малой гидроэнергетики, представили российский и международный опыт.

С презентациями и докладами Конференции можно ознакомиться на сайте Министерства энергетики РФ

<http://minenergo.gov.ru/press/doklady/3921.html>

1-я Международная выставка и конференция по возобновляемым источникам энергии и альтернативным видам топлива **REenergy 2010**, прошедшая в Выставочном павильоне «Электрификация» (ВВЦ), стала одним из главных событий рынка возобновляемой энергетики, объединила опыт представителей бизнеса, органов власти, регионов, ведущих энергетических организаций, научно-исследовательских институтов и центров, а также других заинтересованных организаций, участвующих в развитии возобновляемой энергетики.

**VII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ И МАЛАЯ
ЭНЕРГЕТИКА – 2010»**

9 – 10 июня, 2010 г., Москва

Красная Пресня, Краснопресненская наб., д. 14

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»

Организаторы:

Комитет по проблемам использования возобновляемых источников энергии РосСНИО (Комитет ВИЭ), Российская инженерная академия, филиал ЦАГИ, МЭИ, ЦВК «Экспоцентр».

Новейшие разработки, достижения и опыт эксплуатации оборудования возобновляемых источников энергии по разделам:

Солнечная энергетика:

- фотоэлектрические преобразователи и системы электроснабжения;
- солнечные коллекторы, системы отопления и горячего водоснабжения на их основе.

Энергия малых водотоков:

- малые и микро-ГЭС различных типоразмеров и мощностей;
- агрегаты и оборудование для малых и микро-ГЭС.

Энергия ветра: автономные, сетевые и комбинированные ветроустановки, оборудование для них.

Геотермальная энергетика и тепловые насосы:

- геотермальные электро - и тепловые станции;
- тепловые насосы и теплонасосные установки.

Энергия Мирового океана:

- приливные электростанции;
- установки для преобразования энергии волн, течений и т.п.;
- станции для использования энергии разности температур различных слоев воды.

Энергия биомассы:

- установки по производству биотоплива и экологически чистых органических удобрений;
- биогазовые и биоэнергетические модули и установки.

Атомная энергетика: малые атомные станции.

Энергоустановки:

- дизельные, газотурбинные, газопоршневые и газогенераторные;
- на местных видах топлива (торф, уголь, сланцы, газ);
- комбинированные;
- на новых принципах получения энергии.

Водородная энергетика.

В рамках конференции состоялось открытое заседание Комитета по проблемам использования возобновляемых источников энергии РосСНИО.

С докладами выступили:

1. Копылов А.Е. О проектах Постановления Правительства РФ «О надбавках к тарифам на электроэнергию, вырабатываемую с использованием ВИЭ» и «О компенсации затрат на присоединение к сети установок, использующих ВИЭ».

2. Безруких П.П. О возможности использования механизма Федерального закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» для развития возобновляемой энергетики.

1. По первому вопросу постановили:

1.1. Принять к сведению сообщение члена комитета Копылова А.Е. о том, что компании «Ренова» и «КЭС» выступили с предложени-

ем изменить концепцию стимулирования развития возобновляемой энергетики России, взяв за основу стимулирования заявленную мощность энергоустановок на базе ВИЭ, а не произведенную ими электроэнергию, как было в подготовленных к утверждению подзаконных актах.

Переход на новую систему стимулирования, как минимум, на полгода отодвигает вопрос принятия необходимых нормативных документов. Это означает, что действие Федерального закона № 35-ФЗ в части возобновляемой энергетики будет заблокировано еще на полгода, т.е. в течение более 3 лет после его подписания.

Ожидается, что Минэнерго России в ближайшее время примет окончательное решение по данному вопросу.

Но при любой системе стимулирования, при существующей системе торговли мощностью и энергией, ориентированной на оптовый рынок, из нее выпадают установки мощностью 5 МВт и ниже. А это наиболее востребованная мощность.

Отсюда вытекает необходимость разработки специального Федерального закона с ориентировочным названием «О дополнительных мерах по стимулированию использования возобновляемых источников энергии в России». Под действие такого закона должны попадать установки на базе ВИЭ любой мощности и любого назначения, производящие как электрическую, так и тепловую и механическую энергии.

1.2. Поручить Президиуму Комитета по проблемам использования ВИЭ в 2010 году организовать работу по разработке законопроекта.

1.3. Просить членов Комитета прислать свои предложения по данному вопросу до конца июля 2010 года.

2. По второму вопросу постановили:

2.1. Принять к сведению сообщение председателя Комитета ВИЭ П.П. Безруких.

2.2. Членам Комитета ВИЭ информировать разработчиков региональных программ энергоэффективности и энергосбережения о Постановлении Правительства РФ №1225 от 31 декабря 2009 года. В указанном Постановлении в части возобновляемой энергетики предусматривается, что в **разрабатываемых программах** должны быть установлены целевые показатели:

- объем производства энергетических ресурсов при использовании ВИЭ;

- доля энергетических ресурсов, производимых с использованием ВИЭ, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории субъекта РФ.

По вопросу о результатах конкурса «Инженер года-2009» постановили:

обеспечить активное участие членов Комитета в конкурсе «Инженер года» в 2011 году, обратив особое внимание на представление на конкурс молодых инженеров и ученых.

Председатель Комитета ВИЭ
П.П. Безруких

«КРУГЛЫЙ СТОЛ» «ДОРОЖНЫЕ КАРТЫ» ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В ЗДАНИЯХ»

23 июня 2010 года, г. Москва

Работа «круглого стола» в режиме он-лайн транслировалась в интернете

Организаторами мероприятия выступили Министерство науки и образования Российской Федерации совместно со Строительным комплексом Правительства Москвы и Международным энергетическим агентством (МЭА) при содействии некоммерческого партнерства «АВОК», группы инновационных компаний «ИНСОЛАР» и автономной некоммерческой организации «Национальный информационно-аналитический центр энергоресурсоэффективных технологий».



«Круглый стол» был посвящен вопросам энергетической эффективности зданий и сооружений, которым в настоящее время уделяется очень большое внимание, поскольку здания — как на этапе строительства, так и на этапе эксплуатации, являются крупнейшими потребителями тепловой и электрической энергии. Приблизительно одна треть всего потребления энергии в мире приходится на жилые, коммерческие и общественные здания, включая энергозатраты на их обогрев, охлаждение и освещение. Эмиссии углекислого газа, связанные с производством, доставкой и потреблением энергии, необходимой для обеспечения функционирования зданий, составляют значительную долю совокупных эмиссий.

Особое внимание было уделено системному подходу при разработке стратегии энергоэффективности и энергосбережения в зданиях,

которые строятся на понимании здания как единого энергопотребляющего комплекса, в котором функционально связаны рациональные архитектурно-планировочные решения, теплозащита наружных ограждений и энергоэффективные инженерные системы с интеллектуальными системами управления, контроля и мониторинга энергопотребления. Также рассмотрены вопросы повышения энергетической эффективности отдельных элементов системы, интеграции нетрадиционных источников энергии и вторичных энергоресурсов в системы энергообеспечения здания, сертификации и маркировки энергоэффективных зданий.

Модераторами заседания выступили:

Васильев Г.П., руководитель Центра энергосбережения в строительном комплексе ГУП «НИИМосстрой», научный руководитель группы инновационных компаний «ИНСОЛАР».

Наумов А.Л., Вице-президент НП «АВОК», Генеральный директор ООО «НПО ТЕРМЕК».

С приветственным словом выступили: — **Майкл Тейлор**, аналитик в области энергетических технологий, Директорат устойчивой энергетической политики и технологий, Международное энергетическое агентство (МЭА).

Яковлев М.Е., Первый заместитель председателя Региональной энергетической комиссии г. Москвы.

На заседании с сообщениями выступили:

Табунщиков Ю.А., президент АВОК, заведующий кафедрой «Инженерное оборудование зданий» Московского архитектурного института. *Энергоэффективные здания: принципы и мировой опыт проектирования и строительства.*

Натали Трюдо, эксперт по вопросам энергетических индикаторов. Директорат устойчивой энергетической политики и технологий, Международное энергетическое агентство. *Энергоэффективность и потенциал снижения выбросов CO₂ в зданиях: мировые тенденции повышения энергоэффективности в зданиях.*

Майкл Тейлор, аналитик в области энергетических технологий, Директорат устойчивой энергетической политики и технологий, Международное энергетическое агентство. *Энергоэффективность и потенциал снижения выбросов CO₂ в зданиях: комплексная оценка и разработка «дорожных карт» развития и внедрения энергетических технологий в мире.*

Зубов Д.А., руководитель проекта «Энергоэффективный социальный сектор», Проектный Офис МАЦ. *Реализация проекта «Энергоэффективный социальный сектор» Рабочей группы по энергоэффективности Комиссии по модернизации и технологическому развитию российской экономики при Президенте Российской Федерации.*

Лиза Райян, экономист отдела энергоэффективности, Международное энергетическое агентство. *Инструменты (механизмы) поддержки и стимулирование внедрения энергоэффективных технологий в зданиях.*

Ильин А.В., заместитель руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. *Вопросы сертификации и маркировки энергоэффективных зданий в России.*

Шилькрот Е.О., Вице-президент НП «АВОК»; заведующий лабораторией ОАО «ЦНИИПромзданий». *Маркировка энергоэффективных зданий в России.*

Ремезов С.Ю., начальник управления регулирования тарифов на электрическую энергию и транспорт РЭК г. Москвы. *Рациональная тарифная политика, как стимул энергосбережения в городе Москве.*

Наумов А.Л., Вице-президент НП «АВОК», генеральный директор ООО «НПО ТЕРМЭК». *Основные направления повышения энергоэффективности жилых и общественных зданий.*

Васильев Г.П., руководитель Центра энергосбережения в строительном комплексе ГУП «НИИМосстрой», научный руководитель группы инновационных компаний «ИНСОЛАР». *Рациональная интеграция нетрадиционных источников энергии и вторичных энергоресурсов в энергетический баланс Москвы на примере городской программы «Энергосберегающее домостроение».*

Майкл Тейлор, аналитик в области энергетических технологий, Директорат устойчивой энергетической политики и технологий, Международное энергетическое агентство. *Мировой опыт повышения энергетической эффективности инженерных систем зданий.*

Горнов В.Ф., главный конструктор Центра энергосбережения ГУП «НИИМосстрой». *Новое поколение гибридных теплонасосных систем теплоснабжения многоэтажных зданий.*

Максименко А.Е., начальник отдела стратегического развития, ОАО «Зеленоградский инновационно-технологический центр». *Интеллектуальные системы учета потребления энергии в зданиях.*

Тьерри Метод, директор по развитию сотрудничества со странами Восточной Европы и Россией, Агентство по окружающей среде и управлению энергией (AMEDE), (Франция). *Политика Франции в области повышения энергоэффективности в зданиях.*

Гагарин В.Г., доктор наук, профессор НИИ строительной физики (г. Москва). *Эффективная теплозащита наружных ограждающих конструкций.*

Ливчак В.И., начальник отдела энергоэффективности строительства, Мосгосэкспертиза. *Тепловая защита и энергоэффективность зданий.*

Личман В.А., заведующий лабораторией теплозвукоизоляции Центра энергосбережения ГУП «НИИМосстрой». *Энергоэффективные окна.*



С целью стимулирования энергосбережения во всех отраслях народного хозяйства, массового использования энергоэффективных товаров и услуг, выявления и тиражирования лучших примеров в области энергосбережения Правительство Москвы выступило с инициативой создания Национальной премии за достижения в области энергосбережения «Берегите энергию»

Проведение «Премии» позволило выявить лидеров среди производителей и разработчиков энергосберегающей продукции и технологий; повысить информированность населения о способах экономии энергии, видах и преимуществах энергоэффективных товаров, способствуя тем самым формированию культуры энергопотребления в стране.

«Премия» была проведена при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Правительства г. Москвы, Общероссийской общественной организации малого и среднего предпринимательства «ОПОРА РОССИИ», НП «АВОК», МОО «Московская ассоциация предпринимателей», Российского энергетического агентства Минэнерго России, Московской Международной Бизнес Ассоциации, Московской торгово-промышленной палаты, Союза участников потребительского рынка.

Официальный информационный партнер — НДП «Альянс Медиа»; Генеральный интернет-партнер — Subscribe.ru; Генеральный отраслевой партнер — Elec.ru; Генеральный радио партнер Церемонии — КоммерсантъFM; Информационные партнеры — Радио РОССИЯ, QWERTY.Family, «Энергобезопасность и энергосбережение», «Национальные проекты», Marketing pro, Soconline.ru, EnergyLand.ru, «Энергонадзор и энергобезопасность», «ЭНЕРГОЭКСПЕРТ», «Энерготехнический рынок»

«ЭнергоАудит», «Энергополис», «Энергетика», «Бизнес Навигатор», АEnergy, «Малая энергетика», «Профиль», «Энерго-Рынок», «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», «Ruscable», «КАБЕЛЬ-news», «Энерго-Info», «Промышленная энергетика».

27 октября в Большом Конференц-зале здания Правительства Москвы прошла Церемония награждения Лауреатов Премии в области энергосбережения.

Церемония награждения была проведена в рамках Пленарного заседания XXVII Конференции и выставки «МОСКВА: проблемы и пути повышения энергоэффективности». В Большом Конференц-зале здания Правительства Москвы.

Церемонию награждения открыл руководитель Департамента топливно-энергетического хозяйства города Москвы, Е.В. Скляров. Он поздравил лауреатов Премии, отметив важную роль Премии в содействии формирования культуры энергопотребления в стране и стимулировании массового использования энергоэффективных товаров и услуг, а также пожелал успехов всем представителям бизнеса, поддерживающим важные государственные начинания.

Награды вручали Плешивцев В.Г, первый заместитель руководителя Департамента топливно-энергетического хозяйства города Москвы, Ю.А Табунчиков, президент НП «АВОК», профессор, член-корреспондент РААСН, А.С. Шишов, технический директор ФГУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, В.Б. Иванов, руководитель Подкомитета РСПП по энергоэффективности и возобновляемой энергетике.

Главные номинации

Номинация «Компания-лидер по популяризации и пропаганде энергосбережения» — ОАО «САНТЕХПРОМ».

Номинация «Лучшее начало бизнеса в энергосбережении в 2009 году» — Сеть магазинов «Светоник» (ООО «Лайтерис»).

Номинация «Энергоэффективное предприятие» — ОАО «Российские железные дороги»

Номинация «Лучший образовательный проект года в области энергосбережения» — ОАО «Мосэнергосбыт».

Номинация «За вклад в развитие энергосбережения» — ОАО «Мосэнергосбыт»

Номинация «Лучший бизнес-проект года в области энергосбережения» — ОАО «Пивоваренная компания «Балтика».



Номинация «Проект года в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» — ООО «Архитектурная Электроника Третье Тысячелетие».

Номинация «Лучшее аудиторское решение в энергосбережении» — ООО НПП «Электронтехносервис».

Номинация «За вклад в развитие альтернативных источников энергии» — ОАО «ИНСОЛАР-ИНВЕСТ».

Номинация «Лучшая инновационная энергосберегающая технология» в Категории «Теплозащита» — ООО «КНАУФ Инсулейшн».

Номинация «Лучшая инновационная энергосберегающая технология» в Категории «Энергосберегающие лампы» — ОАО «ОС-РАМ».

Номинация «Лучшая инновационная энергосберегающая технология» в Категории «ЖКХ» — ОАО «МОС ОТИС».

Номинация «Энергосбережение в строительстве» в Категории «Дом» — Московское Государственное Унитарное Предприятие «МОСЛИФТ».

Номинация «Энергоэффективный город»

В категории «Теплоснабжение» — ОАО «МОЭК».

В категории «Водоснабжение» — ЗАО «Союзводотепло».

В категории «Электрификация зданий» — ООО «Энсто Рус».

В категории «Подъездное освещение» — ООО Научно-производственное предприятие «ИНТЭЛС».

В категории «Энергосбережение на городском транспорте» — ЗАО «НПП Энергия».

В категории «Уличное освещение» — ЭСКО «Новый свет».

В категории «Система навесных вентилируемых фасадов» — ООО «ОЛМА».

Номинация «За личный вклад в область энергосбережения»

В категории «Научный деятель» — Троицкий-Марков Тимур Евгеньевич, Председатель Совета директоров ООО «Технологический институт «ВЕМО».

Номинации за производство энергосберегающей продукции и внедрение энергоэффективных технологий

«Лучшая компания-разработчик энергоэффективных технологий»

В категории «Бытовая техника» — Компания Whirlpool.

В категории «Экономия тепла в доме. Окна, лоджии, балконы, мансардные окна» — ООО «Декёнинк Рус».

В категории «Экономия тепла в доме. Теплоизоляционные материалы» — ООО «КНАУФ ПЕНОПЛАСТ».

В категории «Силовое оборудование. Пускорегулирующая аппаратура, автоматические выключатели» — ООО «Корпорация «Русский сверхпроводник».

«Лучшая компания-производитель энергосберегающей продукции»

В категории «Экономия тепла в доме. Теплоизоляционные материалы» — «Сен-Гобен ИзOVER».

В категории «Экономия тепла в доме. Окна, лоджии, балконы, мансардные окна» — Компания «ОКНА КОМФОРТА».



В категории «Экономия тепла в доме. Вентилируемые фасады» — ООО «Юкон Инжиниринг».

В категории «Домашний климат. Теплый пол» — ООО «Специальные системы и технологии».

В категории «Домашний климат. Вентиляторы» — «Aereco S.A.».

В категории «Домашний климат. Радиаторные терморегуляторы» — ООО «Данфосс».

В категории «Промышленное оборудование. Частотные преобразователи» — ООО «Данфосс».

В категории «Бытовая техника» — ООО «БЕКО».

В категории «Освещение. Энергосберегающие лампы» — ООО «Орион».

В категории «Освещение. Упаковка продукции» — ООО «Орион».

«Лучшая компания-поставщик энергосберегающей продукции»

В категории «Домашний климат. Кондиционеры, обогревательные приборы» — Торговый Дом «Белая Гвардия».

В категории «Освещение. Солнечные светильники» — ООО «Квант», Торговый бренд «Солнечный мир».

В категории «Промышленное оборудование. Частотные преобразователи» — ООО «НПФ «Ракурс».

В категории «Бытовая техника. Плиты и варочные панели, вытяжки» — ООО «КАМПАНАЭКО».

В категории «Экономия тепла в доме. Окна, лоджии, балконы, мансардные окна» — ООО «КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

«Лучшая retail - компания энергосберегающей продукции».

В категории «Бытовая техника» — Компания «М.Видео».

Номинация «Энергоэффективный офис»
Компания «М.Видео».

«КРУГЛЫЙ СТОЛ» «ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УГЛЕРОДНОГО РЫНКА РОССИИ» - О НОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЯХ РОССИИ В РАМКАХ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА

22 сентября 2010 года в Центре Международной Торговли НОПППУ при поддержке Общероссийской общественной организации Деловая Россия был успешно проведен круглый стол на тему «Перспективы развития углеродного рынка России».

В ходе круглого стола обсуждалось будущее движение углеродного рынка России, возможности дальнейшей реализации механизма Киотского протокола в России, а также создание и внедрение внутреннего рынка распределения квот на выбросы.

В мероприятии приняли участие представители крупнейших межправительственных, государственных и частных финансовых институтов как из России, так и из стран ближнего и дальнего зарубежья: Администрации Президента РФ, Аппарата Комитета ГосДумы РФ по природным ресурсам, природопользованию и экологии, ЮНЕСКО, Программы развития ООН, Высшей школы экономики, Carbon Trust, Baker & McKenzie, Аэрофлота, РОСНО, Европейского банка реконструкции и развития, Внешэкономбанка, Газпрома, РусГидро, ЕвроХима, Вимм-Билль-Данна, а также представители московских и региональных СМИ.

Участникам «круглого стола» представилась возможность узнать о ходе принятия решений по пост-Киотскому соглашению со стороны Правительства РФ и о принципах функционирования системы торговли выбросов ПГ в Великобритании, проанализировать действующие системы торговли выбросами в мире, обсудить потенциал участия России в международном рынке, оценить финансовые риски российских авиакомпаний в связи с введением регулирования выбросов ПГ в ЕС, рассмотреть основы существующей договорной практики при реализации ПСО и ознакомиться с предлагаемыми в России страховыми продуктами в сфере углеродного рынка.

Материалы «круглого стола» послужат основой для разработки целого ряда **рекомендаций** для Правительства РФ и российских финансовых институтов по созданию и внедрению внутренней системы распределения квот на выбросы и по дальнейшей реализации механизмов Киотского протокола в России.

По вопросам, связанным с мероприятием, можно обратиться к координаторам «круглого стола»: Юлия Моргачева (НОПППУ) +7 499 788 78 35; MorgachevaYV@ncsf.ru; Андрей Маевский (Деловая Россия) +7 495 967 00 38; Maevsky@deloros.ru

II-Й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ENERGY FRESH 2010. ИТОГИ

23 – 24 сентября 2010 г., Москва

23 – 24 сентября 2010 г. в ЦВК «Экспо-центр» был успешно проведен II-й Международный форум ENERGY FRESH 2010, посвященный использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и энергосберегающим технологиям. Организатором выступила компания SBCD Expro. В рамках Форума прошли специализированные мероприятия — Выставка и Конгресс.

На официальном открытии форума участников и гостей приветствовали Эльчин Гулиев (ENERGY FRESH), Юрий Чечихин (Известия), Исмо Коскинен (Представительство Европейского Союза в России), Гюнтер Беник (Energieteam AG), Антон Калинин (Vestas Central Europe), Леопольдо Франческини (ECOWARE).

В Форуме приняли участие представители правительства РФ и иностранных государств, региональных и муниципальных властей, потенциальные инвесторы, ведущие российские и международные промышленные компании, научно-исследовательские институты, проектные бюро — всего более 150 орга-

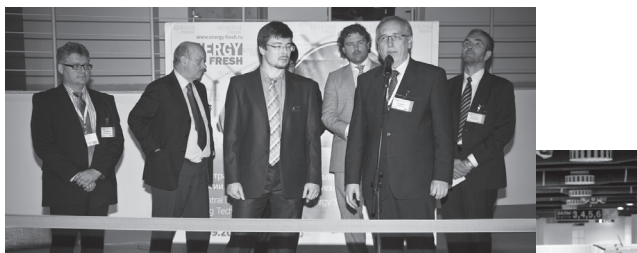
низаций из 14 стран мира (Боливии, Германии, Греции, Италии, Дании, Казахстана, Маврикия, Нидерландов, Республики Сенегал, Японии, и др.).

На стендах были представлены ветряные и солнечные установки, светодиодное освещение, электроавтомобили, электромопеды, мобильные солнечные батареи и многое другое.

Конгресс открыл руководитель проекта ENERGY FRESH Эльчин Гулиев. Он выступил с приветственным словом

О перспективах России в рамках Программы Европейского Союза по возобновляемым источникам энергии рассказал советник по науке, технике, транспорту, энергетике и защите окружающей среды Представительства Европейского Союза в России Исмо Коскинен. Также о перспективах развития энергетике на основе возобновляемых источников энергии рассказали генеральный директор итальянской компании ECOWARE Леопольдо Франческини, президент немецкой компании Energieteam AG Гюнтер Беник, директор биогазовых проектов AEnergy Иван Юрьевич Егоров.

В секции по солнечной энергетике с докладами выступили генеральный директор компании ECO MIR Михаил Иванович Черкасов, президент компании Energieteam AG Гюнтер Беник, генеральный директор ООО «ВИЭКО» Павел Михайлович Михалев, директор ООО «БлэкХос» Владимир Соколов, эксперт ЗАО «Акку-Фертриб» Сергей Георгиевич Скромный и главный специалист Института «Ростовтеплоэлектропроект» Адольф Александрович Чернявский. В данной секции обсуждались вопросы о роли солнечной энер-



гетики в жизни современного государства и больших городов, о тенденциях и технологиях использования солнечной энергии, о перспективах создания солнечных электростанций в Северо-Кавказском регионе России, а также об опыте строительства первой в России солнечной электростанции для подачи энергии в сеть.

В секции по ветроэнергетике, биотопливу и малой гидроэнергетике выступили с докладами: руководитель коммерческого планирования и прогнозирования датской компании Vestas Central Europe Франк Глейтер, директор Департамента «Энергия из возобновляемых источников» компании Siemens Кимал Юсупов, исполнительный директор компании Energieteam RUMO GmbH Вальдемар Реннер, член-корреспондент РАН, директор института биохимической физики им. Н.М. Эмануэля РАН Сергей Дмитриевич Варфоломеев, президент компании Energieteam AG Гюнтер Беник. В секции обсуждались вопросы о темпах и перспективах развития индустрии ветроэнергетики в России, о возможности стабилизации энергосистемы с помощью ветроэнергетики, а также децентрализованное энергосбережение с помощью микрогидроэлектростанций.

В секции по энергоэффективности, энергосбережению и инфраструктурным проектам выступили с докладами: заместитель декана по научной работе энергомашиностроительного факультета СПбГПУ, представитель компании ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Николай Алексеевич Забелин, председатель Совета по экоустойчивой архитектуре Союза архитекторов России Александр Николаевич Ремизов, генеральный директор Инжиниринговой компании «Фисоник» Владимир Владимирович Фисенко, заместитель главного инженера по тепловым станциям и котельным ОАО «МОЭК» Николай Егорович Грачев, доктор физико-математических наук, профессор НИЯУ МИФИ, член Всемирного Общества устойчивых энергетических технологий Леон Богданович Беграмбеков, а также генеральный директор, главный конструктор,



профессор, действительный член Российской академии космонавтики им. К.Э. Циолковского Лев Николаевич Бритвин. В секции обсуждались вопросы по реализации проектов в сфере энергосбережения и разработке возобновляемых источников энергии, по использованию автономных источников электрической энергии для газораспределительных станций, по энергетическому обследованию источников теплоснабжения для объектов бюджетной сферы и использованию энергосберегающих технологий в соответствии с ФЗ №261, а также по «зеленому» строительству и возможности создания энергоавтономных биосферных поселений.

Прошедший форум получил высокую оценку от российских и международных деловых кругов, ведущих представителей профессионального сообщества, позволил России заявить о себе как об активном участнике мировых рынков альтернативной энергетики.

Форум посетили делегации из Посольства Ирана, Боливии, Греции, Казахстана, Маврикия и Республики Сенегал, Воронежской Городской Думы, представители ЕврАзЭС, ГК «Росатом», ОАО «РусГидро», ОАО «Мосэнерго», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ГК «Ростехнологии», ОАО «Газпром», научно-исследовательских институтов, электромонтажных, телекоммуникационных, девелоперских и строительных компаний, архитекторы, а также частные и заинтересованные лица.

Форум ENERGY FRESH 2010 посетило более 3000 человек.

Примерный перечень российских выставок, конференций

(конец 2009, 2010 г.)

ЭНЕРГОПРОМ-осень - 2010 10-я Национальная выставка технологий энергоэффективности	г. Днепропетровск	12.10 – 15.10.2010
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология - 2010 9-я Международная специализированная выставка-конференция	г. Альметьевск	13.10 – 15.10.2010
Строительство. Энергетика. ЖКХ. Новые разработки - 2010 6-я Межрегиональная специализированная выставка	г. Новый Уренгой	13.10 – 15.10.2010
Энергетика. Электротехника. Энергосбережение - 2010 14-я Международная специализированная выставка-конгресс	г. Томск	13.10 – 15.10.2010
Российский энергетический форум - 2010 Пленарное заседание, работа по секциям	г. Уфа	19.10 – 22.10.2010
Энергетика Урала - 2010 (г. Уфа) 16-я Международная специализированная выставка	г. Уфа	19.10 – 22.10.2010
Энергосбережение - 2010 13-я Выставка технологий и оборудования для энергетики, электротехники, энергосберегающих технологий	г. Иркутск	19.10 – 22.10.2010
Энергосберегающие технологии в промышленности и ЖКХ. Энергоресурсы - 2010 Специализированная выставка	г. Омск	20.10 – 22.10.2010
Энергоэффективность и технологии энергосбережения. ЖКХ - 2010 2-я Межрегиональная выставка	г. Владимир	20.10 – 22.10.2010
Энергетика. Энергоэффективность. Энергосбережение - 2010 Специализированная выставка	г. Пенза	27.10 – 29.10.2010
Энерго-ресурсосбережение - 2010 3-я Специализированная выставка	г. Красноярск	28.10 – 29.10.2010
Power Kazakhstan - 2010 9-я Казахская международная выставка и конференция «Энергетика и освещение»	г. Алматы	02.11 – 04.11.2010
Энергия и энергетика - 2010 Специализированная выставка	г. Киев	02.11 – 04.11.2010
Энергоэффективность - 2010 Специализированная выставка	г. Киев	09.11 – 12.11.2010
Энергосбережение - 2010 10-я Межрегиональная специализированная конференция-выставка	г. Киров	10.11 – 11.11.2010
Энергетика. Энергосбережение - 2010 Всероссийская специализированная выставка	г. Ижевск	16.11 – 19.11.2010
Энергетика. Ресурсосбережение - 2010 12-я Международная специализированная выставка	г. Казань	30.11 – 02.12.2010
Экология большого города - 2011 Международный экологический форум	г. Санкт-Петербург	21.03 – 24.03.2011
RUSSIA POWER - 2011 Ежегодная выставка-конференция «Электроэнергетика России»	г. Москва	28.03 – 30.03.2011

Примерный перечень зарубежных выставок, конференций

(конец 2008, 2009 г.)

Energia Odnowialna – 2008 Выставка возобновляемой энергии	г. Лодзь Польша	04.12. – 06.12.2008
Enertec – 2009 Международная энергетическая выставка	г. Лейпциг Германия	27.01 – 29.01.2009
Энергосбережение. Электрооборудование. Энергетика. КИПиА – 2009 11-я Специализированная выставка	г. Харьков Украина	18.02. – 20.02.2009
Энергосбережение и возобновляемые источники энергии 2009 Международная специализированная выставка	г. Львов Украина	18.02. – 20.02.2009
Энергопотребление. Энергосбережение – 2009 2-я Межрегиональная специализированная выставка	г. Винница Украина	25.02. – 27.02.2009
Энергетика – 2009 Специализированная выставка	г. Ташкент Узбекистан	17.03. – 19.03.2009
8-ая Ежегодная российская промышленная выставка Expo-Russia 2009	г. Амман Иордания	18.03 – 20.03.2009
Syrenviro – 2009 Сирийская международная выставка по вопросам окружающей среды	г. Дамаск Сирия	06.04. – 09.04.2009
Энергетика и Электротехника – 2009 13-я Казахская международная выставка	г. Алматы Казахстан	06.05. – 08.05.2009
Энергетика – 2009 Международная выставка	г. Алматы Казахстан	20.05. – 22.05.2009
ZET - 2009 3-я Ярмарка по технологиям окружающей среды и возобновляемой энергии	г. Измир Турция	04.06. – 07.06.2009
INE WoodEnergy - 2009 Международная конференция по проблемам биоэнергетики, возобновляемой энергетики, сохранения лесных массивов и экологии	г. Аугсбург Германия	24.09 – 27.09.2009
Repexpo - 2009 Международная торговая ярмарка в области источников возобновляемой энергии	г. Аугсбург Германия	24.09 – 27.09.2009
ZERO EMISSION ROME 2009	г. Рим Италия	30.09. – 03.10.2009
Альтернативная энергетика – 2009	г. Львов Украина	06.10. – 8.10.2009
Энергия и энергетика - 2009 8-я Международная выставка генерации, распределения и сохранения энергии, альтернативных источников энергии	г. Киев Украина	03.11. – 05.11.2009

ВэйстТэк-2011

Международный форум по управлению отходами, природоохранным технологиям и возобновляемой энергетике

www.waste-tech.ru



Специализированный раздел ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

RENERGO

31 мая - 3 июня 2011 г. Москва, МВЦ "Крокус Экспо"

Переработка отходов в энергию

Биоэнергетика (биогаз и свалочный газ, биомасса)

Возобновляемые источники энергии (энергия солнца и ветра, малая гидроэнергетика, тепловые насосы, геотермальная гидроэнергетика, энергия волн и пр.)

Механизмы реализации Киотского протокола

Энерго- и ресурсосбережение